

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC  
Centro Sócio Econômico  
Departamento de Economia e Relações Internacionais  
Curso de Graduação em Ciências Econômicas

JOSIANE LOURENCI

Análise da Distribuição de Gás Natural em Santa Catarina: Estudo sobre a empresa  
SCGÁS – 2000-2014

Florianópolis, 2015

JOSIANE LOURENCI

Análise da Distribuição de Gás Natural em Santa Catarina: Estudo sobre a  
Estatal SCGÁS – 2000-2014

Monografia apresentada ao departamento do  
Curso de Ciências Econômicas e Relações  
Internacionais da Universidade Federal de  
Santa Catarina para obtenção do título de  
bacharel em Ciências Econômicas  
Orientador: Prof . Dr. Silvio Antônio Ferraz  
Cário

Florianópolis, 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**  
**CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO**  
**DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS E RELAÇÕES**  
**INTERNACIONAIS**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 9.0, a aluna Josiane Lourenci, na disciplina  
CNM 7107 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora

---

Prof. Silvio Antônio Ferraz Cário  
Orientador

---

Prof. William José Borges  
Membro da Banca

---

Francisco Cardoso de Camargo Filho  
Membro da Banca

## **RESUMO**

O presente trabalho tem por objetivo analisar a distribuição de gás natural em Santa Catarina a partir do estudo da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), analisando seu desempenho comercial, econômico e financeiro, no período de 2000 a 2014. Para realizar tal estudo, recorre-se a relatórios da administração, site da empresa, entrevista com funcionários da empresa e do órgão regulador de gás em Santa Catarina. Os resultados apontam que o desempenho comercial da mesma foi marcado por uma evolução gradativa no volume de gás distribuído e uma ampliação da base de clientes, principalmente do segmento residencial. O desempenho econômico e financeiro é marcado por custos e despesas elevadas, impactando no resultado de exercício da empresa. O fluxo de caixa da empresa também foi afetado, apresentando déficits nos últimos quatro anos, influenciando na insolvência financeira. Apesar desse cenário negativo, isso não tem influenciado nos investimentos realizados ao longo do período e a ampliação da infraestrutura de distribuição de gás foi mantida. A estratégia da mesma foi de diversificar o mercado, ampliar o número de clientes e dar continuidade ao Plano Contingencial. O grande desafio do setor é a ampliação do suprimento, pois a quantidade contratada está próxima da quantidade comercializada, podendo restringir o atendimento de novas demandas e limitar o crescimento de seus consumidores, principalmente o setor industrial do Estado.

Palavras-chaves: Energia, Gás Natural, Distribuição e SCGÁS

## **ABSTRACT**

This study aims to analyze the distribution of natural gas in Santa Catarina from the study of Santa Catarina Gas Company (SCGÁS), analyzing its commercial, economic and financial performance, from 2000 to 2014. To achieve such a study, it resorts to management reports, company website, interviews with company employees and gas regulatory agency in Santa Catarina. The results show that business performance just was marked by a gradual evolution in distributed gas volume and a broadening of the customer base, especially in the residential segment. The economic and financial performance is marked by high costs and expenses, impacting on the company's financial year result. The company's cash flow was also affected, with deficits in the last four years, influencing the financial insolvency. Despite this negative scenario, this has not influenced the investments made over the period and the expansion of the gas distribution infrastructure was maintained. The same strategy has been to diversify the market, increasing the number of customers and to continue the Contingency Plan. The major industry challenge is the expansion of supply, as the contracted amount is close to the amount sold, may restrict meet new demands and limit the growth of its customers, especially the state of the industrial sector.

**Keywords:** Energy, Natural Gas Distribution and SCGÁS

## LISTA DE FIGURAS

|   |     |
|---|-----|
| Figura 01. Energia das ondas do mar no Porto de Pecem no Ceará, Brasil.....       | 24  |
| Figura 02. Placas fotovoltaicas para geração de energia solar.....                | 25  |
| Figura 03. Aerogeradores de energia eólica.....                                   | 26  |
| Figura 04. Usina hidrelétrica.....  | 27  |
| Figura 05. Usina de biomassa de cana.....   | 29  |
| Figura 06. Usina de biomassa de lenha.....  | 30  |
| Figura 07. Usina de biodiesel.....  | 32  |
| Figura 08. Produção de carvão.....  | 33  |
| Figura 09. Plataforma de extração de petróleo em águas profundas.....             | 34  |
| Figura 10. Plataforma de extração de petróleo em terra firme.....                 | 34  |
| Figura 11. Usina nuclear.....   | 35  |
| Figura 12. Geologia do gás natural.....   | 39  |
| Figura 13. Formação do gás natural.....   | 39  |
| Figura 14. Etapas da cadeia produtiva de gás natural.....                         | 40  |
| Figura 15. Geração e cogeração de energia elétrica através do gás natural.....    | 41  |
| Figura 16. Diversos usos do gás natural .....                                     | 43  |
| Figura 17. Perfil de consumo com diferentes picos de demanda .....                | 44  |
| Figura 18. Gasoduto.....  | 46  |
| Figura 19. Gasoduto Gasbol .....  | 47  |
| Figura 20. Transporte de gás natural comprimido.....                              | 49  |
| Figura 21. Navios metaneiros para transporte de gás natural.....                  | 50  |
| Figura 22. Consumo global de energia no período de 1970-2020 .....                | 63  |
| Figura 23. Gasoduto Urucu-Coari-Manaus no Amazonas, Brasil.....                   | 72  |
| Figura 24. Infraestrutura do gás natural da região sudeste do Brasil em 2013..... | 73  |
| Figura 25. Ações ordinárias da SCGÁS.....   | 90  |
| Figura 26. Ações preferenciais da SCGÁS.....                                      | 91  |
| Figura 27. Capital total da SCGÁS.....  | 91  |
| Figura 28. Infraestrutura da SCGÁS em 2013.....                                   | 105 |
| Figura 29. Municípios atendidos pela SCGÁS em 2013.....                           | 105 |

## LISTA DE GRÁFICOS

|   |     |
|---|-----|
| Gráfico 01. Produção mundial de gás natural até 2023 em % .....                                     | 62  |
| Gráfico 02. Reservas mundiais provadas de gás natural em 2013 em % .....                            | 63  |
| Gráfico 03. Consumo mundial de gás natural até 2013 .....   | 65  |
| Gráfico 04. Composição da matriz energética brasileira em 2013 .....                                | 71  |
| Gráfico 05. Composição da origem fóssil na matriz energética brasileira em 2013 .....               | 71  |
| Gráfico 06. Consumo final energético de gás natural em m <sup>3</sup> /dia por região em 2014 ..... | 76  |
| Gráfico 07. Previsão de demanda de gás natural por m <sup>3</sup> /dia por região em 2018 .....     | 76  |
| Gráfico 08. Previsão nacional de demanda de gás natural 2014-2018-2023 em m <sup>3</sup> /dia ..... | 77  |
| Gráfico 09. Evolução do número total de clientes da SCGÁS 2000-2014 .....                           | 94  |
| Gráfico 10. Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2004 .....                                  | 95  |
| Gráfico 11. Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2009 .....                                  | 95  |
| Gráfico 12. Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2014 .....                                  | 95  |
| Gráfico 13. Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2005 .....                 | 96  |
| Gráfico 14. Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2009 .....                 | 97  |
| Gráfico 15. Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2014 .....                 | 97  |
| Gráfico 16. Receitas líquidas SCGÁS 2003-2014 em reais mil .....                                    | 99  |
| Gráfico 17. Custo dos produtos vendidos SCGÁS 2003-2014 em reais mil .....                          | 99  |
| Gráfico 18. Despesas operacionais SCGÁS 2003-2014 em reais mil .....                                | 100 |
| Gráfico 19. Resultado financeiro SCGÁS 2003-2014 em reais mil .....                                 | 100 |
| Gráfico 20. Resultado do exercício SCGÁS 2003-2004 em reais mil .....                               | 101 |
| Gráfico 21. Investimento acumulado da SCGÁS no período de 2000-2014 em milhões de reais .....       | 104 |
| Gráfico 22. Extensão de rede de distribuição de gás natural da SCGÁS em km .....                    | 104 |
| Gráfico 23. Recursos destinados pela SCGÁS à atividades culturais 2005-2014 em reais mil .....      | 109 |
| Gráfico 24. Consumo diário de gás natural em SC de 2007-Out 2011 em milhões m <sup>3</sup> .....    | 114 |

## LISTA DE TABELAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 01- Produção mundial de gás natural em 2013 em % e em bilhões m <sup>3</sup> .....               | 61  |
| Tabela 02- Reservas mundiais provadas de gás natural em 2013 em % e em trilhões m <sup>3</sup> .....    | 62  |
| Tabela 03-Consumo mundial de gás natural até 2013 em % e em bilhões m <sup>3</sup> .....                | 64  |
| Tabela 04- Evolução da capacidade instalada por fonte de geração no Brasil em (MW).....                 | 68  |
| Tabela 05- Fontes fósseis em operação no Brasil em 2014 em kw.....                                      | 72  |
| Tabela 06- Produção bruta de gás natural no Brasil de 2014-2023 em milhões.....                         | 74  |
| Tabela 07- Evolução da oferta de energia no Brasil 2014-2018-2023 em mil tep e em %.....                | 75  |
| Tabela 08-Consumo total de gás natural por setor no Brasil 2014-2023 em milhões m <sup>3</sup> .....    | 77  |
| Tabela 09-Volume médio das vendas de gás natural em SC 2003-2014 em mil m <sup>3</sup> .....            | 92  |
| Tabela 10-Evolução do número de clientes por segmento em SC 2004-2014.....                              | 94  |
| Tabela 11- Estratificação do volume distribuído em SC 2005-2014 em %.....                               | 96  |
| Tabela 12-Demonstrativo de resultado resumido da SCGÁS 2003-2014 em reais mil.....                      | 98  |
| Tabela 13. Fluxo de caixa resumido da SCGÁS de 2006,2008-2014 em reais mil.....                         | 102 |
| Tabela 14. Tarifa de gás natural para a indústria catarinense em 2015 R\$/m <sup>3</sup> .....          | 111 |
| Tabela 15. Tarifa de gás natural para o segmento comercial catarinense em 2015 R\$/m <sup>3</sup> ..... | 112 |



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AIE – Agência Internacional de Energia

PDE – Plano de Expansão de Energia

CBE – Congresso Brasileiro de Energia

WEO – World Economic Outlook

BP – Anuário Estatístico da British Petroleum

UTE – Usinas Termelétricas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural

GNL – Gás Natural Liquefeito

GNC – Gás Natural Comprimido

OPEP – Organização de Países Exportadores de Petróleo

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

MME – Ministério de Minas e Energia

OSCE – Organização para Segurança e Cooperação na Europa

BIG – Banco de Informações de Geração da ANEEL

GW – Gigawatt

KW – Kilowatt

EPE – Empresa Pesquisa Energética

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

GNV – Gás Natural Veicular

AGESC – Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina

RDGN – Rede de Distribuição de Gás Natural

ND – Notícias do Dia

DC – Diário Catarinense

TMMC – Tarifa Média Máxima de Concessão

CMC – Conta Margem a Compens

## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| 1 INTRODUÇÃO.....  | 13 |
| 1.1 Problema de Pesquisa.....  | 13 |
| 1.2 Objetivo.....  | 15 |
| 1.2.1 Objetivo geral.....  | 15 |
| 1.2.2 Objetivos específicos .....  | 15 |
| 1.3 Justificativa.....   | 15 |
| 1.4 Aspectos metodológicos.....  | 16 |
| 1.5 Estrutura do trabalho.....   | 18 |
| 2 A ENERGIA E SUAS CARACTERISTICAS ESTRUTURAIS.....                          | 19 |
| 2.1 Introdução.....  | 19 |
| 2.2 Economia de energia: princípios, dimensões, políticas e conservação..... | 19 |
| 2.3 Fontes de energia.....   | 23 |
| 2.3.1 Energia gravitacional.....   | 24 |
| 2.3.2 Energia solar.....   | 25 |
| 2.3.3 Energia eólica.....  | 26 |
| 2.3.4 Hidroeletricidade.....   | 27 |
| 2.3.5. Biomassa.....   | 28 |
| 2.3.5.1 Biomassa da cana.....  | 28 |
| 2.3.5.2 Biomassa da lenha.....   | 29 |
| 2.3.6 Biocombustível.....  | 30 |
| 2.3.6.1 Etanol.....  | 30 |
| 2.3.6.2 Biodiesel .....  | 31 |
| 2.3.7 Carvão. ....   | 32 |
| 2.3.8 Petróleo.....  | 33 |
| 2.3.9 Energia nuclear .....  | 35 |
| 2.3.10 Gás natural. ....   | 35 |
| 3 GÁS NATURAL.....   | 37 |
| 3.1 Introdução.....  | 37 |
| 3.2 Cadeia produtiva do gás natural.....                                     | 38 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.3 Utilizações do gás natural.....                                   | 41  |
| 3.4 Armazenamento do gás natural.....                                 | 43  |
| 3.4.1 Armazenamento de baixa e alta pressão .....                     | 43  |
| 3.4.2 Armazenamento subterrâneo.....                                  | 44  |
| 3.5 Transporte do gás natural .....                                   | 45  |
| 3.5.1 Transporte de gás natural através de gasodutos.....             | 46  |
| 3.5.2 Transporte de gás natural através de caminhões criogênicos..... | 48  |
| 3.5.3 Transporte de gás natural através de navios metaneiros.....     | 49  |
| 3.6 Distribuição do gás canalizado.....                               | 51  |
| 3.7 Mercado mundial de gás natural.....                               | 52  |
| 3.7.1 Mercado de gás natural na América Latina.....                   | 54  |
| 3.7.1.1 Venezuela.....  | 54  |
| 3.7.1.2 Argentina .....   | 55  |
| 3.7.1.3 Bolívia.....  | 56  |
| 3.7.2 O Mercado de gás natural no Brasil.....                         | 57  |
| 4. MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL.....                                     | 60  |
| 4.1 Introdução.....   | 60  |
| 4.2 Produção e consumo mundial de gás natural.....                    | 60  |
| 4.3 Matriz energética brasileira.....                                 | 65  |
| 4.3.1 Oferta nacional de gás natural.....                             | 72  |
| 4.3.2 Demanda nacional de gás Natural .....                           | 75  |
| 4.4 Fatores de equilíbrio entre oferta e demanda de gás natural.....  | 78  |
| 4.5 Previsão de preços de energia e gás natural.....                  | 81  |
| 4.6. Aspectos da indústria do gás: reforma e regulação.....           | 83  |
| 5 SCGÁS DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL EM SANTA CATARINA.....           | 89  |
| 5.1 Introdução.....   | 89  |
| 5.2 Formação e composição acionária da SCGÁS.....                     | 89  |
| 5.3 Desempenho comercial da SCGÁS.....                                | 92  |
| 5.4. Desempenho econômico-financeiro da SCGÁS .....                   | 97  |
| 5.5. Investimentos da SCGÁS.....                                      | 103 |
| 5.6 Pesquisa e desenvolvimento e suporte técnico da SCGÁS.....        | 106 |
| 5.7 Gestão administrativa da SCGÁS.....                               | 108 |
| 5.8 Responsabilidade social da SCGÁS.....                             | 109 |
| 5.9 Regulação do setor em Santa Catarina.....                         | 110 |

|                   |     |
|-------------------|-----|
| 6. CONCLUSÃO..... | 119 |
| REFERÊNCIAS ..... | 121 |

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

A economia mundial apresenta um baixo crescimento econômico, influenciado pela retração da demanda mundial. Os países desenvolvidos estão em processo de recuperação e há expectativa de recuperação da atividade econômica para os próximos dez anos. Os países em desenvolvimento são os mais afetados pelo comércio mundial, mas permanecerá a contribuição para o crescimento econômico mundial (PDE, 2023).

O desempenho da economia brasileira é reflexo dessa retração de demanda mundial, dos gargalos de infraestrutura, tornando-a incapaz de obter bons resultados. Espera-se para o próximo decênio, uma elevação nos investimentos e na produtividade, com taxa medida de 4,5% contra 3,8% do crescimento mundial (PDE, 2023).

A energia é essencial para o crescimento econômico e as crises do petróleo da década de 70 despertaram a necessidade de obter fontes alternativas para não comprometer o suprimento energético. A elevação na participação do gás natural na matriz energética decorre dessa necessidade e devido ao seu menor impacto ambiental, comparado com outras fontes de energia fósseis (MOREIRA; SILVA, 2010).

O acesso ao consumo de eletrônicos, o aumento populacional e a melhoria da qualidade de vida da população, aumentou a dependência de fontes de energia. Mesmo sendo uma fonte de energia não renovável, as reservas de gás natural são superiores às de petróleo. Segundo Moreira e Silva (2010), a questão ambiental é um desafio das políticas públicas, pois as atividades econômicas alteraram o meio ambiente através da exploração de recursos naturais para gerar energia.

O gás natural possui baixa presença de contaminantes, combustão limpa, reduz a emissão de CO<sub>2</sub> e não requer estocagem, eliminando assim os riscos de armazenamento. O gás natural está substituindo o óleo diesel e a gasolina no setor de transportes e o carvão e energia nuclear no setor elétrico, podendo assim ser utilizado na geração e cogeração de eletricidade. A concorrência entre os combustíveis causa resistência no crescimento do gás natural, principalmente no setor industrial e a tarifa praticada é uma forma de competição frente aos concorrentes energéticos (MOREIRA; SILVA, 2010).

O desenvolvimento dessa fonte de energia em novas regiões depende da combinação da disponibilidade regional de gás natural, das características de mercado, da legislação, do

desenvolvimento da infraestrutura para ampliar os serviços e da diversificação das fontes de suprimento. O aproveitamento das atividades como venda de equipamentos a gás, serviços e estabelecimentos industriais ligados a GNL auxiliam a distribuidora a estabelecer uma base sólida para otimizar seus resultados de médio e longo prazo. O mercado de gás é ainda um mercado limitado, regional e não mundial como o petróleo, pois possui custos elevados de implantação de infraestrutura de transporte e distribuição. Essa rede de distribuição é consequência direta do mercado consumidor. (MOREIRA; SILVA, 2010).

A distribuição de energia no Brasil sob forma de gás canalizado ganhou importância pois a malha de distribuição atual apresenta flexibilidade para distribuir. Até 1988, a distribuição de gás natural no Brasil era de responsabilidade da Petrobrás. A constituição vedou a distribuição da mesma, instituindo monopólios estaduais. Canalizar a expansão dos sistemas de gás natural é criar condições para implantação de novas empresas dentro da região (POULALLION, 1986). Por outro lado, um abastecimento de gás natural canalizado precisa de um padrão mínimo de lucratividade que garanta o equilíbrio financeiro das distribuidoras.

Uma companhia distribuidora de gás canalizado visa oferecer uma energia limpa, mantendo os consumidores abastecidos de forma ininterrupta e com volume adequado de gás. Preocupa-se com a utilização segura e eficiente dessa energia, estruturando-se com contínuo desenvolvimento de tecnologias de distribuição para prestar serviços aos consumidores. A organização de uma distribuidora é relacionada diretamente com o mercado em que atua. Cada empresa se organiza de forma diferente, de acordo com seu estágio de desenvolvimento, e a atividade comercial e o suprimento de gás são os fatores de grande importância para o desenvolvimento das mesmas (POULALLION, 1986).

A estrutura da organização, dos suprimentos, da rede, dos serviços e o ritmo de expansão são determinados pelas condições locais de trabalho. A viabilidade de uma distribuidora depende da sua capacidade de implantar redes nas difíceis condições dos centros urbanos. As distribuidoras estatais estão planejando um ciclo de expansão em seus mercados devido ao aumento da oferta de gás natural, exceto as distribuidoras da região sul, pois são atendidas exclusivamente pelo gás boliviano e são vulneráveis aos aumentos frequentes de preços e queda de competitividade perante outras regiões do país.

Em Santa Catarina existe a Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), constituída em 1994 e responsável pela distribuição de gás canalizado em Santa Catarina. É uma empresa de economia mista, sendo as empresas Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A (CELESC), Petrobrás Gás S/A (GASPETRO), Mitsui Gás e Infragás suas principais

acionistas. Sua missão é dotar o estado com rede de gasodutos, distribuir e fomentar a utilização de gás. Busca exercer sua responsabilidade social apoiando e implantando projetos que contribuam para o crescimento das comunidades onde atua (SCGÁS, 2015).

A companhia encerrou 2014 com 1084 km de extensão de rede, sendo considerada a terceira distribuidora com maior rede de distribuição e número de indústrias atendidas e a segunda com maior número de municípios atendidos, passando de 29 municípios em 2005 para 62 municípios em 2014. Destaca-se pelo número de clientes de 142 em 2004 para 7138 em 2014, devido à expansão do segmento residencial. (SCGÁS, 2014).

Considerando estes aspectos, o presente trabalho busca analisar a estrutura, funcionamento e desempenho da SCGAS em Santa Catarina, por considerar sua posição importante no processo de distribuição de gás para empresas e demais segmentos da sociedade utilizam esta fonte de energia. Neste sentido, procura responder a seguinte pergunta de pesquisa:

- Qual é a estrutura de funcionamento e os desempenhos comercial, econômico e financeiro da distribuidora SCGÁS no mercado de gás natural em Santa Catarina, no período de 2000-2014?

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a distribuição de gás natural a partir do estudo sobre o desempenho da distribuidora SCGÁS no período de 2000 a 2014.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- 1º) Apresentar o conceito, os princípios e dimensões econômicas da energia, políticas e fontes energéticas.
- 2º) Expor a formação do gás natural, sua cadeia produtiva, características, formas de utilização, tipos de armazenamentos e de transportes e seu mercado.
- 3º) Demonstrar a matriz energética mundial e brasileira, os fatores de equilíbrio entre oferta e demanda e a previsão de preços de energia e do gás natural, além e esboçar a reforma e regulação do setor.

4º) Analisar a estrutura de funcionamento, os resultados econômicos alcançados e a relação com a agência reguladora da SCGAS.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

O crescimento industrial forçou a utilização de combustíveis com menor quantidade de carbono e o gás natural ganhou destaque, pois apresenta menor conteúdo de carbono na sua composição química. Os produtos de sua combustão são vapor-d'água e carbono. O óleo e os demais combustíveis possuem estruturas moleculares mais complexas como o enxofre e nitrogênio, produzindo partículas de cinza que não queimam completamente e são carregadas para a atmosfera. O gás natural é considerado o combustível do século XXI, contribuindo assim no controle da poluição ambiental (MONTEIRO; SILVA, 2010).

O interesse pelo estudo do gás natural está vinculado à busca por fontes alternativas e menos agressivas ao meio ambiente. Há publicações sobre o tema em jornais, seminários e conferências, porém são poucos os estudos sobre o desempenho da SCGÁS. Esta empresa está entre as três principais do país em rede de distribuição e desde 2007 possui reconhecimento nacional no TOP GÁS, premiação da Petrobras às empresas que mais se destacam no ano. Ao verificar este desempenho busca-se auxiliar nas políticas de gestão e desenvolvimento da empresa e do estado, pois é considerado um vetor de atração de investimentos, em que a disponibilidade de gás atrai novas empresas e eleva o nível de emprego.

### 1.4 ASPECTOS METODOLÓGICOS

Segundo Schlittler (2008), metodologia consiste no estudo científico dos métodos cujo objetivo é indicar ao pesquisador o caminho para investigar a verdade. Este trabalho tem como objetivo uma pesquisa descritiva. De acordo com Gil (2002), esse tipo de pesquisa visa descrever com exatidão os fatos e fenômenos de uma determinada realidade, com método misto, ou seja, com análises quantitativas como fundamento de análises qualitativas. Visa apresentar as características de distribuição de gás natural, sua inserção no mercado catarinense e brasileiro para uma análise futura. Quanto ao método de procedimento, a pesquisa se apoia no método de uma pesquisa bibliográfica.

Em relação ao primeiro objetivo, busca-se apresentar o conceito de energia, seus fundamentos econômicos, políticas energéticas e principais fontes de energia, utilizando-se



fontes secundárias como publicações periódicas, artigos, sites de busca Google Acadêmico, assim como sites institucionais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Internacional de Energia, Panorama Energético da ExxonMobil e o Plano de Expansão de Energia do Ministério de Minas e Energia de 2023 (PDE). Busca-se também contribuição dos autores do Anais do Congresso Brasileiro de Energia (2006), além de Pinto Jr (2007), Hinrichs (2009), Santos (2007), Terada (1985), Martin (1992), Theis (1996), Dutra (2004), Coelho (2004), Neto (2004), Soares (2006), Leite e Leal (2007), Suarez (2009), Abramovay (2009) e Conat (1978).

Para atender ao segundo objetivo voltado em demonstrar o conceito, cadeia produtiva, características, infraestrutura e o mercado do gás natural utilizam-se as principais referências bibliográficas: Poulallion (1986), Salgado (2007), Monteiro (2010), Gerosa e Matai (2006), Abreu (1999), Santos (2002), Silva e Carpio (2006), Almeida (2006), Guerreiro (2006) e Campos (2006). Utilizará o site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Gasnet e informações da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE).

No tocante do terceiro objetivo, que trata da matriz energética mundial e nacional, sua reforma e regulação, utiliza-se o Relatório World Economic Outlook de 2013 (WEO), o Anuário Estatístico da British Petroleum (BP), o Panorama Energético da ExxonMobil, as principais leis que regulamentam o funcionamento do serviço de distribuição de gás no Brasil e em Santa Catarina, entre elas a Lei nº. 11.909/2009; Decreto nº 7.383/2010 além de portarias e resoluções da Agência Nacional de Petróleo.

Para atender o quarto objetivo, foi escolhido o Estado de Santa Catarina, por ser a região de abrangência da SCGÁS e esta por ser a companhia responsável pela distribuição dessa fonte de energia no Estado. Visa apontar a infraestrutura de distribuição, assim como apresentar a estrutura organizacional e administrativa dessa empresa. Visa analisar o nível de investimentos, seus desempenhos comercial, econômico e financeiro e seus impactos econômicos no estado. Demonstrar as decisões tomadas pela companhia, o nível de investimentos, além de indicar o processo de regulação exercido pela agência reguladora. O desempenho comercial engloba o volume de vendas e a evolução do número de clientes e o desempenho econômico-financeiro envolve o demonstrativo de resultado e o fluxo de caixa. Utilizam-se fontes secundárias como relatórios técnicos, relatórios da Administração a partir de 2005, dados fornecidos pela Coordenadoria de Suporte Técnico da companhia e dados retirados do site da agência reguladora.

O horizonte temporal deste trabalho foi de 2000-2014, porém alguns dados do desempenho comercial foram obtidos a partir de 2005, pois antes desse período não havia relatório da administração publicado. Segundo o colaborador Willian do Suporte Técnico, até 2004 essas informações eram apresentadas de outra forma e não conseguiu repassar em tempo hábil. Os dados do demonstrativo do resultado do exercício (DRE), que pertencem ao item desempenho econômico-financeiro, foram obtidos a partir de 2003 e o Fluxo de Caixa nos anos 2006 e a partir de 2008 até 2014. Aguardei contato de outra colaboradora da companhia, porém sem sucesso. As informações referentes ao investimento, número de clientes totais e extensão de redes foram obtidas desde a formação da companhia.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em 6 capítulos. O primeiro capítulo contém a introdução. O segundo capítulo aborda aspectos da economia de energia, apresentando os princípios, dimensões, políticas e fontes de energia. O terceiro capítulo apresenta o conceito, cadeia produtiva, características, formas de utilização, armazenamento e distribuição, o mercado mundial, na América Latina e o mercado interno do gás natural. O quarto capítulo traça a matriz energética mundial, bem como a demanda, a oferta, fatores de equilíbrio, previsão de preços e regulamentação do setor do gás natural. O quinto capítulo retrata a história, gestão acionária, desempenhos comercial, econômico e financeiro, nível de investimentos e infraestrutura, pesquisa e desenvolvimento, gestão administrativa e responsabilidade social da SCGÁS, a distribuidora catarinense de gás natural. E, finalmente, no sexto capítulo encontra-se a conclusão do trabalho.

## **2 ENERGIA E SUAS CARACTERÍSTICAS ESTRUTURAIS**

### **2.1 INTRODUÇÃO**

A energia é essencial para a produtividade e crescimento econômico do Estado, empresas e consumidores e a economia da energia é uma ramificação da Economia Aplicada que analisa as tecnologias para melhorar a qualidade de vida e relacionar os fundamentos econômicos desses agentes. Para os países industrializados e desenvolvidos, é necessário buscar novas fontes energéticas para garantir o suprimento energético é fundamental para manter sua competitividade. Para os países em desenvolvimento, a expansão da oferta de energia confiável impulsiona a indústria, o comércio, transporte e geração de renda.

Com o intuito de esboçar a importância da energia para a sociedade moderna, este capítulo divide-se em duas seções. Na primeira seção abordam-se os princípios econômicos do setor, suas dimensões macroeconômicas, microeconômicas e tecnológicas, os impactos das políticas tomadas pelo governo e demais agentes para ajustá-los ao sistema energético e as medidas de conservação e redução de consumo. Na segunda seção trata-se de caracterizar as diversas fontes energéticas, renováveis e não renováveis.

### **2.2 ECONOMIA DE ENERGIA: PRINCÍPIOS, DIMENSÕES, POLÍTICAS E CONSERVAÇÃO**

Energia é uma propriedade da matéria que é liberada na natureza nas seguintes formas: química que provêm de recursos minerais; mecânica que é captada dos recursos naturais como o vento e a água e baseada no trabalho; energia térmica que provêm do calor, energia das ligações físicas como a nuclear; energia elétrica e das radiações eletromagnéticas. Como não são utilizadas de forma direta, o papel das refinarias, centrais térmicas e elétricas são fundamentais para a transformação da energia para atender as necessidades da sociedade (PINTO JR, 2007). A gasolina e a eletricidade são um dos exemplos desses recursos dessa transformação.

Energia é o ingrediente fundamental para o crescimento econômico e depende do seu confiável fornecimento. A crise do petróleo em 1973, a revolução Iraniana em 1979 e a Guerra do Golfo Pérsico em 1991 despertou a necessidade de energia para o funcionamento da sociedade, pois permeia todos os seus setores (HINRICHS, 2009). Energia é fundamental não apenas para o crescimento econômico, mas também para o desenvolvimento social.

Serviços energéticos acessíveis melhoram o padrão de vida das classes mais baixas, aumenta sua produtividade e seu potencial de geração de renda e consequentemente elevação na demanda por produtos energéticos (SANTOS et al, 2007).

A economia da energia tem como objetivo o estudo de tecnologias e de commodities. Relaciona fundamentos econômicos de empresas, consumidores e governo. Trata de temas como formação de preços e outros critérios que impactam nos investimentos e consumo de energia, relação entre oferta e demanda da mesma, condições geopolíticas entre os países, papel desempenhado pelo estado e suas estratégias (PINTO JR, 2007).

De acordo com Pinto Jr. (2007), o setor energético abrange exploração, produção, transformação, transporte e distribuição de energia. Essas cadeias seguem os princípios da termodinâmica, principalmente o primeiro e o segundo princípio. O primeiro princípio refere-se a conservação de energia, a mesma quantidade de energia que entra num sistema isolado é a mesma que sai, e a energia torna-se constante. O segundo princípio da termodinâmica refere à qualidade da energia, que é baseada na capacidade de realizar trabalho. Quanto maior é essa capacidade, maior será a qualidade.

Esses princípios visa o rendimento das operações energéticas. Melhor rendimento impacta em menor uso do insumo e menor degradação da energia. Cada fonte energética apresenta diferentes rendimentos, onde as perdas na transformação são avaliadas de acordo como seus custos e preços e na capacidade de gerar calor (PINTO JR, 2007).

O desempenho econômico deriva do equilíbrio entre oferta e demanda de energia e das dimensões econômicas que envolvem o setor energético. Podemos citar a dimensão macroeconômica, dimensão microeconômica, dimensão tecnológica, dimensão política internacional e ambiental. A interação entre estas dimensões determina a segurança do abastecimento de energia e uso racional e eficiente dos recursos energéticos (PINTO JR, 2007).

A dimensão macroeconômica envolve cinco aspectos. O primeiro é a elasticidade-renda da demanda de energia, um indicador fundamental para o planejamento estratégico de abastecimento. Essa elasticidade corresponde à variação da quantidade demandada, resultante de uma variação de renda. É positiva quando há aumento de demanda quando eleva a renda. A projeção de demanda e da elasticidade-renda é calculada através da relação entre energia-PIB, desde a década de 70. O segundo aspecto da dimensão macroeconômica corresponde os programas de investimentos das empresas do setor energético, que possuem participação na Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF). O terceiro aspecto atribui a distribuição desigual de energia, impactando nos preços internacionais da mesma e gerando desequilíbrios nas

balanças comerciais de vários países importadores de energia. O quarto aspecto refere-se aos efeitos desses preços sobre a inflação e o último aspecto versa sobre a comercialização de energia como fonte de arrecadação de tributos (PINTO JR, 2007).

A dimensão microeconômica relaciona as funções de custo e os critérios de formação de preços da energia, principalmente do petróleo. Isso torna um obstáculo para a indústria de derivados de petróleo, de eletricidade e de gás natural, pois os preços internacionais de petróleo impactam nos preços internacionais e nacionais dos derivados de petróleo, alterando sua distribuição e condições de transportes. Analisar a estrutura de mercado e a organização das indústrias é fundamental para a decisão de expansão de investimentos e financiamentos das empresas do setor energético (PINTO JR, 2007).

A dimensão tecnológica trata das inovações tecnológicas, capacitação e novos equipamentos de produção. Os choques do petróleo ocorridos na década de 70 forçou a diversificação de novas fontes de energia e também de novas tecnologias das atuais fontes. As crises de suprimento influenciam nas políticas de pesquisa e desenvolvimento, impactando nos programas de eficiência do setor. As relações comerciais e geopolíticas que envolvem a dimensão da política internacional são baseadas na distribuição desigual dos recursos energéticos. Por isso as reservas de petróleo e gás natural estão em destaque nas relações políticas e econômicas dos países fornecedores (PINTO JR, 2007).

. A dimensão ambiental é a quinta e ultima dimensão do setor energético. Segundo Pinto Jr (2007), por mais limpa que uma fonte de energia for, sempre causará um impacto na natureza, seja na exploração ou no seu uso. Controle de lixo atômico, inundações de áreas para construções de barragens e as emissões de CO<sub>2</sub>, são problemas que são verificados na dimensão ambiental. Os custos de produção são relacionados com regulação ambiental, restrições das fontes de energia mais poluentes e também sobre a tecnologia utilizada pelas empresas do setor energético.

O desenvolvimento energético deriva de decisões tomadas pelo governo, agentes econômicos e consumidores. Estas decisões podem abranger políticas de tributação das fontes de energia, subsídios, política de preços e incentivo à outras fontes (PINTO JR, 2007). A política energética é reflexo dessas decisões e elaborada para ajustar o comportamento do sistema. É uma intervenção estratégica com visões delimitadas de escassez e abundância associadas ao suprimento, envolvendo infraestrutura de produção, transformação, transporte e distribuição de energia. Os impactos de uma política energética atingem a atividade econômica, a distribuição das cadeias produtivas e nos incentivos e penalidades fiscais de apoio ou restrição de uso de energia (PINTO JR, 2007).

Está presente no comportamento do câmbio, nas pautas de importação e exportação de energia, na formação de vantagens competitivas e sua característica mais importante é a amplitude de seus objetivos e o resultados de suas abrangências, de acordo com Pinto Jr (2007). A política energética visa aumentar a eficiência técnica do sistema e estimular o uso racional dos recursos energéticos. Afeta diretamente a tecnologia, volume e preço dos produtos energéticos transacionados, garantindo que o fornecimento e o preço da energia sejam compatíveis com as expectativas de desenvolvimento da sociedade (CBE, Rio de Janeiro, 2006).

Desde o século XX, o governo considera o setor energético atividade central no desenvolvimento industrial para alcançar prosperidade econômica, equilíbrio nos balanços de pagamento, distribuição de riqueza e bem-estar entre os países. Gradativamente, a segurança do abastecimento ganhou destaque na política energética para sustentar os níveis de demanda (PINTO JR, 2007).

Desenvolvimento econômico, equidade social e pressão sobre o meio-ambiente são três dimensões de uma política energética. A primeira dimensão é necessária para aumentar o nível de bem-estar da sociedade e é avaliada de acordo com o PIB. A maioria das atividades produtivas utiliza energia como insumo e espera-se que a economia cresça à medida que o uso da energia aumente. Isso é verificado através da intensidade energética, pois reflete nas mudanças estruturais na atividade econômica. A segunda dimensão da política energética refere-se à uniformização do uso de energia nas diferentes classes sociais, analisando a desigualdade de consumo entre os diferentes níveis de renda (CBE, Rio de Janeiro, 2006). E a terceira dimensão refere-se à pressão sobre o meio-ambiente. Visa estimular fontes renováveis de energia, garantindo a equidade com a exploração de recursos naturais e a renovação natural desses recursos. Busca reduzir o impacto ambiental das atividades energéticas e absorver seus resíduos (CBE, Rio de Janeiro, 2006).

A política energética também relaciona a descoberta de novas fontes de energia. Tecnologias de conservação de energia são alternativas para ampliar a duração dos recursos energéticos, reduzir a poluição ambiental e podem ser aplicadas de forma mais rápida que o desenvolvimento de tecnologia de abastecimento (HINRICHS, 2009).

De acordo com Terada (1985), a conservação de energia envolve medidas simples para evitar desperdícios, como substituição de equipamentos e modificações nas operações, manutenções e controles dos processos industriais. É motivada pela redução do consumo energético, pela melhoria tecnológica, política de preços dos energéticos, políticas de investimentos e de taxa de juros, ações articuladas entre setor público e privado e pelo

comportamento do mercado. A redução de consumo pode ocorrer através de uma reorganização industrial, eliminando setores intensivos em energia por novos setores intensivos em tecnologia e baixo consumo energético. Dependem de um plano que envolva a conscientização e a mobilização da sociedade, coerência, credibilidade e estabilidade de uma política energética.

Santos *et al* (2007) também defendem que medidas de eficiência energética e diversificação das fontes de energia não serão suficientes para conter a crescente demanda dos países emergentes. Quase toda a energia útil é obtida de fontes primárias, cuja função é geração de energia térmica. Como o gás compete com o carvão ou energia elétrica para geração de eletricidade, poderá ser utilizado para produção de calor ou frio, substituindo a eletricidade em muitos processos nos setores residencial, comercial e industrial.

### 2.3 FONTES DE ENERGIA

As fontes de energia são classificadas como fontes primárias quando ocorrem livremente na natureza como o vento, a água, o sol, petróleo, gás natural e as fontes de energia secundárias quando são obtidas através de outras fontes, como a eletricidade e a gasolina. As fontes primárias podem ser classificadas como fontes renováveis e não renováveis. Energia renovável é aquela que se encontra em constante processo de renovação (PORTAL ENERGIA, 2015). Pode ser obtida dos oceanos e solar, onde a tecnologia não está demonstrada e os custos e aceitação da sociedade ainda devem ser avaliados. A energia dos oceanos é conhecida como energia gravitacional, utilizando o movimento das ondas do mar para geração de energia. E a energia solar capta a radiação para essa finalidade.

Assim como a eólica e gravitacional, a energia solar não gera impactos ambientais, porém os custos de implantação ainda são elevados. A hidroeletricidade, biomassa, biocombustível são outros exemplos de energia renovável. A biomassa é gerada a partir da decomposição de materiais orgânicos, produzindo o gás metano que será utilizado para gerar energia. É desenvolvida a custos considerados aceitáveis pelos padrões de consumo (THEIS, 1996).

A energia proveniente do carvão, petróleo, gás natural e fissão nuclear é conhecida como energia fóssil ou não renovável, pois são formadas a partir do acúmulo de materiais orgânicos no subsolo. Provoca poluição, aumento no efeito estufa e contribui para o aquecimento global, principalmente o diesel e gasolina que são derivados de petróleo e o carvão. O gás natural é o que possui menor nível de poluente. A tecnologia adotada pela

fissão nuclear ainda apresenta problemas de aceitação na sociedade por razões econômicas e também de segurança (THEIS, 1996).

### 2.3.1 Energia Gravitacional

É o tipo de energia gerada a partir do potencial energético do fluxo das marés. É provocada pelo movimento de revolução da Lua em torno da Terra, atraindo gravitacionalmente a massa de água dos oceanos e fazendo variar a altura das marés. De acordo com a Figura 01, barragens são instaladas com um sistema de gerador onde houver desnível no solo abaixo da água. Na maré alta a água é represada e na maré baixa a saída da mesma movimentada as turbinas gerando eletricidade (THEIS, 1996).

Como o fenômeno de maré alta não é frequente e poucos lugares são viáveis sua exploração, seu aproveitamento é limitado. Até 1996 havia apenas quatro usinas maremotriz no mundo, duas na França, destaque para La Rance, uma na Inglaterra e outra nos Estados Unidos (THEIS, 1996). No Brasil há um empreendimento em construção não iniciada, localizada no Porto de Pecém no Ceará.<sup>1</sup>

Figura 01 - Energia das ondas do mar no Porto de Pecém no Ceará, Brasil



Fonte: Pensamento Verde (2015).<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Disponível em: [www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil). Acesso em 15 mai. 2015

<sup>2</sup> Disponível em: <http://www.pensamentoverde.com.br/economia-verde>. Acesso em 28 ju.2015



### 2.3.2 Energia Solar

A energia solar juntamente com a eólica faz parte dos projetos de estudos e processos de construção e licitação sinalizados como “verde” pela ANEEL, mas a capacidade instalada ainda é muito pequena. Inclui projetos de pesquisa e de desenvolvimento, além das usinas enquadradas como mini ou micro geração distribuidora, de acordo com a Resolução nº 482/12 da ANEEL (PDE, 2023). Pode gerar oportunidade de empregos nos setores industriais e de serviços da mesma forma que ocorre com a energia eólica. A Figura 02 demonstra várias placas solares com células fotovoltaicas para a produção desse tipo de energia.

Figura 02 - Placas fotovoltaicas para geração de energia solar



Fonte: Ambiente Energia (2015)<sup>3</sup>

Para a economia do sertão nordestino há a possibilidade de arrendamento de terras para a instalação de novos parques solares. Devido o caráter inovador, as consequências da inserção de energias solar no Brasil ainda são desconhecidas em termos socioambientais. Em Santa Catarina há um projeto para desenvolver um sistema de refrigeração e climatização que pode ser movido a energia solar. Esse projeto deriva de uma parceria com o Instituto Federal de Santa Catarina e a Universidade de Santa Catarina (IFSC, 2015).

O uso de tecnologia fotovoltaica em grande escala para suprir uma parcela da demanda de eletricidade, exige estudo aprofundado dos impactos do uso maciço desta tecnologia e a dificuldade de reciclar seus resíduos. O grande desafio de todos os projetos de sistemas fotovoltaicos é a garantia da sustentabilidade dos mesmos, na qual envolve uma rede de assistência técnica e treinamento de usuários e técnicos (PDE, 2023)

<sup>3</sup> Disponível em: <http://www.ambienteenergia.com.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

### 2.3.3 Energia Eólica

A utilização da energia eólica para produção de eletricidade teve início na Europa, principalmente na Alemanha, Dinamarca e Holanda e posteriormente para os Estados Unidos. Hoje está presente na Espanha, Portugal, Itália, Bélgica, Reino Unido, nos países da América Latina, África e Ásia O Brasil possui um perfil energético com grande potencial técnico para utilizar esse tipo de fonte. (DUTRA, 2004).

O custo da energia produzida pelos ventos é função da velocidade dos mesmos, e qualquer variação dessa velocidade gera variações na potência entregue pela turbina. Embora os custos de fundações e cabeamento sejam elevados comparados com as instalações elétricas, houve queda de preços dos aerogeradores, melhoria na tecnologia aplicada, o curto espaço de tempo necessário para a instalação e operação. ( DUTRA, 2014)

O diferencial desse tipo de energia com as fontes tradicionais é que não há um valor fixo de custo. Dentre os projetos de novas fontes de energia, a energia eólica é uma opção, pois esses projetos forçaram o governo a elaborar um planejamento energético mais rigoroso. Esse tipo de energia deixou de ser utilizada apenas pelas comunidades isoladas, locais onde a energia eólica iniciou no Brasil (DUTRA, 2004).

A expansão de geração eólica se concentra nas regiões Nordeste e Sul. No Nordeste principalmente no litoral do Maranhão e Rio Grande do Norte, no interior da Bahia e do Piauí e na região Sul concentra-se no litoral Rio Grande do Sul e na fronteira com o Uruguai. De acordo com a Figura 03, a energia obtida sem a emissão de efeito estufa, pois a redução dos níveis de dióxido de carbono lançados na atmosfera é o mais importante benefício ao meio ambiente. (PDE, 2023)

Figura 03 - Aerogeradores de energia eólica



Fonte: Ambiente Energia (2015).<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Disponível em: <http://www.ambienteenergia.com.br>. Acesso em: 20 fev. 2015.

De acordo com Dutra (2004), o maior impacto dos parques eólicos é a alteração da paisagem que acaba interferindo na atividade turística. Outro desafio é a formação de mão de obra para atender os prazos desse modelo de geração de energia, envolvendo construção de parques de geração e linhas de transmissão. Avançar no debate sobre os aspectos ambientais e a regulamentação de licenciamentos é fundamental para ampliar a participação dessa fonte na matriz energética nacional.

### 2.3.4 Hidroeletricidade

Devido à quantidade de rios existente no território brasileiro, é a fonte de energia mais utilizada no país. De acordo com a Figura 04, uma usina hidrelétrica aproveita a força das águas para gerar energia. Apesar dos impactos ambientais gerados na implantação das mesmas, é considerada uma fonte de energia limpa, pois não emite poluentes. Possui boa eficiência energética e países como Brasil, Estados Unidos, Canadá, Rússia e China são os países que mais possuem potencial hidrelétrico (FONTES DE ENERGIA, 2015)

Figura 04 - Usina hidrelétrica



Fonte: Cemig (2015).<sup>5</sup>

O governo brasileiro vem realizando acordos e participando de estudos em países da América Central e América Latina. A expansão da rede básica de transmissão de energia elétrica permite que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede. Devido a grande extensão territorial, grandes distâncias entre as fontes geradoras e os centros de carga e a existência de um parque gerador que predomina a hidroeletricidade, foi desenvolvido vários níveis de tensão que interliga as regiões através de quatro grandes subsistemas, possibilitando

<sup>5</sup> Disponível em: [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br). Acesso em 03 mar 2015.

assim otimização energética das bacias hidrográficas (PDE, 2023).

A hidroeletricidade é a maior fonte de geração de energia do país e apresenta grande potencial a ser explorado para atender a demanda de energia no país. Possui tecnologia madura e possui baixo preço nos leilões, comparado com outras fontes de energia. Além de essencial, a energia elétrica é considerada uma obrigação do estado em garantir um patamar mínimo de oferta e de qualidade de fornecimento, independente de sua inviabilidade financeira em algumas regiões (PDE, 2023).

### **2.3.5 Biomassa**

A biomassa é o conjunto de materiais orgânicos gerados por organismos do reino vegetal ou acumulados nos seres do reino animal. Organismos fotossintéticos transformam a energia solar em energia química e esta é retida, acumulada e liberada na natureza. (COELHO, 1982). Segundo Theis (1996) o uso da biomassa pode realizar-se de diferentes formas: sob a forma de madeira como combustível; sob a forma de resíduos vegetais da agricultura, baseado no bagaço da cana; como fotossíntese na produção de proteínas e na forma de álcool para combustível. As principais são a biomassa da cana e da lenha.

#### **2.3.5.1 Biomassa da cana**

O bagaço é a principal biomassa residual do processo industrial da cana. Devido seu grande potencial de calor e eletricidade, o governo federal incentiva à participação das usinas sucroalcooleiras no panorama energético nacional (PDE, 2023). O crescimento da cultura de cana-de-açúcar está condicionado a dois mercados: etanol e o açúcar. O preço do etanol foi liberado no mercado interno e direcionado às necessidades do mesmo e o mercado da cana é uma commodity e seu preço varia no mercado internacional (NETO, 2004). A Figura 05 demonstra a usina Caçu, uma usina de biomassa da cana, controlada pela Odebrecht Energia.

O maior interesse em produzir energia elétrica a partir da biomassa da cana se deve à elevação da quantidade de resíduos resultantes da atividade agrícola e a necessidade de seu adequado descarte. Comparado com outras fontes fósseis, apresenta muitas vantagens ambientais como abatimento das emissões de carbono na atmosfera, redução da destruição de florestas, inundação de terras cultiváveis e aproveitamento de terras de uso marginal para a agricultura. Apesar de que o Brasil possua fortes atrativos como país de clima tropical, elevava taxa de insolação durante o ano, grandes extensões territoriais, potencial de produção

alimentar com presença de resíduos vegetais, a biomassa contribui pouco na produção de eletricidade (NETO, 2004).

Figura 05 - Usina de biomassa de cana



Fonte: Odebrecht Energia (2015).<sup>6</sup>

#### 2.3.5.2 Biomassa de lenha

Na década de 70, a lenha representava metade do consumo final de energia no Brasil. Os setores residencial, industrial e agropecuário foram os setores que mais utilizaram essa fonte energética. No setor residencial era destinada aos serviços de cocção de alimentos e aquecimento (PDE, 2023). De acordo com Soares *et al* (2006), a região Nordeste lidera o uso dessa fonte de energia e mesmo com a substituição gradual por GLP ou gás natural, a queda é muito pequena.

O setor industrial também estuda a possibilidade de substituir a lenha pelo gás natural, principalmente na produção de cerâmica. Assim como as centrais eólicas, não há emissões de gases do efeito estufa na produção de bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Possui importância na estratégia brasileira ao atingir as metas de redução desses gases (PDE, 2023).

A biomassa da lenha contribui muito pouco para a produção de eletricidade, mesmo sendo o combustível mais barato economicamente. Não necessita de mão de obra qualificada, na queima apresenta baixo teor de cinza e enxofre, porém precisa de um planejamento para sua utilização devido ao controle florestal das instituições ambientais, (SOARES et al. 2006). A Figura 06 apresenta uma usina que utiliza sistema de conversão de caldeiras à lenha para consumo de biomassa.

<sup>6</sup>Disponível em: <http://www.odebrechtenergia.com.br/pt-br/nossos-investimentos/ute-cacu-i>. Acesso em: 01 mar. 2014.

Figura 06 - Usina de Biomassa de lenha



Fonte: Lippel (2015).<sup>7</sup>

### 2.3.6 Biocombustíveis

O interesse pelo biocombustível iniciou na década de 70 com a obrigatoriedade de adicionar componentes oxigenados na gasolina para reduzir as emissões de monóxidos de carbono. Suprir o mercado de biocombustíveis com matéria prima biológica é um grande desafio para aumentar a participação desse tipo de combustível na matriz energética nacional. (SUAREZ et al, 2009). A maior motivação para o uso de biocombustíveis é seu potencial de reduzir a emissão de gases de efeito estufa (LEITE e LEAL, 2007).

A produção ocorre através de duas gerações: a primeira refere-se ao álcool e biodiesel e a segunda geração envolve a produção de hidrocarbonetos a partir de materiais graxos. A Agência Nacional de Petróleo (ANP) proíbe a comercialização de hidrocarbonetos daqueles obtidos através de outras fontes que não seja do petróleo ou gás natural (SUAREZ et al, 2009).

#### 2.3.6.1 Etanol

No Brasil, o uso do etanol ocorre desde 1920 e até 1975 era adicionado à gasolina, mas somente com o programa do governo federal, o Proálcool esse combustível conquistou espaço na produção de energia. Este programa foi criado em 1975 no primeiro choque do petróleo para expandir o uso do álcool anidro na gasolina e após o segundo choque do petróleo o álcool hidratado passou a ser utilizado como combustível substituto da gasolina (LEITE e LEAL, 2007).

<sup>7</sup> Disponível em: <http://www.lippel.com.br/br>. Acesso em: 01 mar. 2014.



Segundo Abramovay (2009), até 2009 foi a melhor opção para a produção sustentável de biocombustível em larga escala. Representa uma oportunidade para os países em desenvolvimento, pois ocupa apenas 1% das terras agricultáveis e a produção é suficiente para substituir mais da metade do consumo de gasolina. Em termos de eficiência na geração de energia renovável, o etanol da cana de açúcar é melhor que o etanol produzido da beterraba ou trigo da Europa e pelo etanol de milho dos Estados Unidos.

Dois fatores influenciam nessa eficiência do biocombustível: grande capacidade fotossintética da cana-de-açúcar na conversão de energia solar em energia química e o uso da biomassa na geração de energia no processo de produção do etanol, pois geram sua própria energia elétrica através da queima do bagaço de cana. Além disso, o período de colheita da cana, em que a maior parte da biomassa é usada na cogeração, coincide com o período de seca, quando as usinas hidrelétricas tem sua produção reduzida devido ao baixo nível dos reservatórios.

O etanol é classificado em etanol hidratado e etanol anidro. O primeiro é o etanol vendido nos postos de combustíveis. Está presente também em cosméticos, produtos de limpeza, vinhos, cerveja e outros líquidos com graduações alcóolicas. O etanol anidro é aquele misturado à gasolina para baratear o combustível, aumentar sua octanagem e reduzir a emissão de poluentes. (NOVA CANA, 2015)

#### 2.3.6.2 Biodiesel

O desenvolvimento de substitutos do diesel iniciou com o programa Proálcool em 1975, porém fracassou várias vezes em virtude dos baixos preços do diesel (LEITE e LEAL, 2007). As primeiras formas de biodiesel exploradas no Brasil foram através da utilização de resíduos domésticos e agroindustriais de baixo valor agregado, como óleos residuais de fritura e a esterificação de ácidos graxos (SUAREZ *et al*, 2009).

O projeto ganhou força com a lei nº 11.097 de 2005, na qual lançou oficialmente o Programa Nacional de Produção de Biodiesel, estabelecendo o uso obrigatório de 2% de biodiesel misturado ao petrodiesel a partir de 2008, passando para 5% a partir de 2013. Favoreceu o pequeno produtor do Norte-Nordeste, definindo impostos diferenciados (LEITE e LEAL, 2007). A medida provisória nº 647 de 28 de maio de 2011 alterou o teor obrigatório de 5% para 7% a partir de novembro de 2014 e esse aumento foi considerado e mantido na projeção do PDE (2023).

A ANP promoveu até final de 2013, 34 leilões de aquisição de biodiesel, com novas regras de compra e venda com o intuito de estimular a competitividade, a agricultura familiar e a diversificação da matéria prima. O óleo de soja é o insumo mais importante do biodiesel, seguido do sebo de boi e óleos de mamona, dendê, girassol e algodão. Juntos representam 80% dos custos de produção do biodiesel. A Figura 07 demonstra a usina ADM em Joaçaba, a única usina de biodiesel de Santa Catarina. Espera-se que nos próximos dez anos, alta na produção, ganhos de produtividade agrícola e industrial no complexo da soja e os preços dos insumos influenciem nos preços dos óleos e no valor pago pelo biodiesel (PDE, 2023).

Figura 07 - Usina de biodiesel



Fonte: Diário Catarinense (2014).<sup>8</sup>

### 2.3.7 Carvão

O carvão é a energia concentrada e acumulada na natureza em tempos remotos e reconhecido como o recurso de exploração mais rápido que poderia oferecer o fornecimento energético. É encontrado em abundância no Hemisfério Norte principalmente na Rússia, Estados Unidos e China. A queda na participação do carvão no consumo total de energia não implica numa redução de quantidade produzida (CONANT, 1978).

No setor industrial é utilizado principalmente pela siderúrgica e no setor residencial é utilizado para aquecimento. A Figura 08 demonstra uma unidade de produção de carvão. Segundo o Plano Decenal de Energia, antigas térmicas a carvão estão sendo convertidas para gás natural para serem utilizadas para geração de base. Não houve evolução da capacidade instalada de carvão nem tão pouco estimativa de investimentos em geração dessa fonte de energia (PDE, 2023).

<sup>8</sup> Disponível em: <http://diariocatarinense.clicrbs.com.br/sc/noticia/2014/05/unica-usina-de-biodiesel-de-sc-opera-em-joacaba-no-meio-oeste-4493221.html>. Acesso em 01 mar. 2015.



Figura 08 - Produção de carvão



Fonte: Brasil Econômico (2010)<sup>9</sup>

### 2.3.8 Petróleo

De acordo com Hinrichs (2009), desde a Segunda Guerra Mundial, o petróleo foi responsável pelo aumento do consumo global de energia. O Japão importa todo seu petróleo do Oriente Médio e os Estados Unidos é o maior consumidor desse combustível no mundo. É fundamental para a economia, principalmente nos setores de transportes, agricultura e produtos petroquímicos, onde sua substituição é mais difícil. A dependência mundial do petróleo é um fator limitante para o crescimento dos países em desenvolvimento, já que as energias renováveis são subutilizadas por razões econômicas.

Tanto a produção nacional de petróleo como a de gás natural é baseada nos recursos descobertos, aqueles com comercialidade declarada; recursos contingentes que estão sob avaliação exploratória e os recursos não descobertos. Baseia-se também nas Unidades Produtivas (UP), ou seja, jazidas em produção, no desenvolvimento e produção no caso dos recursos descobertos e unidades ainda não perfuradas por poços pioneiros no caso de recursos ainda não descobertos (PDE, 2023).

As águas profundas brasileiras, a produção norte- americana e as áreas petrolíferas do Canadá reduzirá o fornecimento de petróleo dos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) no próximo decênio. Porém esse fornecimento não será sustentado a partir de 2020, conforme o WEO (2013). A Figura 09 demonstra uma plataforma de extração de petróleo em águas profundas e a Figura 10 uma plataforma em terra firme, conhecidos como “cavalos de pau”.

<sup>9</sup>Disponível em: [http://brasileconomico.ig.com.br/ultimas-noticias/producao-de-minerio-da-vale-atinge-maior-nivel-em-2-anos\\_92941.html](http://brasileconomico.ig.com.br/ultimas-noticias/producao-de-minerio-da-vale-atinge-maior-nivel-em-2-anos_92941.html). Acesso em 01 mar. 2014.

Figura 09 - Plataforma de extração de petróleo em águas profundas



Fonte: Dhmmnet (2015)<sup>10</sup>

O PDE (2023) também prevê expectativa de excedente de produção de petróleo, que poderá ser exportados para outros países. Esse excedente poderá tornar o país um participante na geopolítica do comércio mundial de petróleo. Os projetos de expansão da infraestrutura de transporte de petróleo e seus derivados estão sob responsabilidade da Petrobras e suas subsidiárias.

Figura 10 - Plataforma de extração de petróleo em terra firme



Fonte: Alunos Online (2015)<sup>11</sup>

De acordo com o Panorama Energético ExxonMobil (s/d), mudanças das necessidades dos consumidores e das políticas públicas impulsionarão as fontes de energia a evoluir e diversificar. Porém, o petróleo ainda será a maior fonte de energia para o transporte. Espera-se ganhos de produção na América Latina, América do Norte e Oriente Médio devido aos resultados de avanço da ciência e tecnologia. Embora a produção de petróleo bruto convencional diminua, aumentará a produção de petróleo compacto em águas profundas e de areias betuminosas.

<sup>10</sup> Disponível em: <http://www.dhmmnet.com.br/category/noticias>. Acesso em 02 abr 2015.

<sup>11</sup> Disponível em: <http://www.alunosonline.com.br/quimica/exploracao-extracao-petroleo.html>. Acesso em 02 abr. 2015

### 2.3.9 Energia Nuclear

Segundo Theis (1996), a energia nuclear ou atômica tem origem da transformação de massa em energia através de dois processos: fusão e fissão. Alguns elementos químicos possuem essa propriedade, outros são estimulados por técnicas específicas. O urânio é o mais utilizado, pois além de ser um combustível de baixo custo, não oferece risco de escassez. A fusão ocorre quando um ou mais núcleos se unem para produzir um novo elemento. A fissão nuclear é a divisão do núcleo do urânio em dois ou mais para a geração de eletricidade. É utilizada em muitos países da Europa como França, conforme Figura 11, assim como na Alemanha, Suécia, Espanha, China, Índia, Japão, além da Rússia, Paquistão, Estados Unidos, entre outros. (ELETRONUCLEAR, 2015)

Figura 11 - Usina nuclear



Fonte: Energia Terceiro 06 (2015).<sup>12</sup>

O Relatório Anual da Agência Internacional de Energia de 2012, demonstrou que a participação da energia nuclear na matriz energética mundial poderia ter aumentado caso não houvesse o acidente de 2011 em Fukushima no Japão. Esse incidente moderou a expectativa de expansão da energia nuclear, alterando a demanda para outros tipos de combustíveis resíduos. O Panorama Energético da ExxonMobil (s/d) prevê o dobro de consumo mundial desta fonte de energia.

### 2.3.10 Gás Natural

O gás natural é um hidrocarboneto resultante da decomposição da matéria orgânica. Por ser mais leve que o ar, é mais seguro, pois em caso de vazamento, dissipa pela atmosfera.

<sup>12</sup>Disponível em: <http://energiaterceiro06.tumblr.com/post/1473898757/energia-nuclear>. Acesso em 03 abr 2015.

Baixa presença de contaminantes, combustão limpa, menor contribuição de emissão de CO<sub>2</sub> e maior contribuição para redução de poluição urbana quando utilizado por veículos automotivos são outras vantagens ambientais comparadas com outros tipos de combustíveis (SALGADO, 2007).

O conceito, características, estrutura de transporte e distribuição entre outros aspectos, serão esboçados no próximo capítulo.

### 3 GÁS NATURAL

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Gás natural é a fonte menos poluente do grupo dos fósseis. Com grande segurança no seu uso, causa menos impacto ao meio ambiente. É fundamental como insumo das indústrias pois não compromete a qualidade final dos produtos. Pode ser utilizado na geração e cogeração de energia e substituir a gasolina e outros derivados do petróleo no setor de transportes (SALGADO, 2007).

É o único tipo de gás com densidade relativa inferior que 1,0, o mais baixo ponto de ebulição, cerca de  $-162^{\circ}\text{C}$ . Possui de 5 a 15% de inflamabilidade em contato com o ar, um dos maiores limites comparado com outros tipos de gases. Isso o torna mais leve que o ar, mais seguro, pois em caso de vazamento, dissipa-se pela atmosfera. Apresenta baixa presença de contaminantes, combustão limpa e menor contribuição de emissão de  $\text{CO}_2$ , pois a combustão do metano com o ar libera dióxido de carbono e água, componentes não poluentes e não tóxicos (POULALLION, 1986). Segundo Salgado (2007), sua maior contribuição para redução de poluição urbana ocorre quando é utilizado por veículos automotivos.

O gás natural é inodoro, porém as empresas distribuidoras utilizam o adorzante para identificar algum vazamento. Nos processos industriais, o metanol, o ferro-esponja pode ser obtido a partir do gás natural. Ambos são utilizados na indústria química e siderurgia respectivamente. Devido essas características físicas, o gás natural é submetido a um processo de remoção de impurezas, que inclui água, enxofre, e dióxido de carbono. Remoção necessária para evitar formação de ácidos que gera corrosão nas tubulações de armazenamento (POULALLION, 1986). Salgado (2007) também aponta, além das vantagens já citadas, as seguintes desvantagens do gás natural: dificuldades no transporte, pois ocupa maior volume; dificuldade de ser liquefeito, requerendo temperaturas  $-160^{\circ}\text{C}$ : e apresenta riscos de asfixia, incêndio e explosão.

Com a finalidade de demonstrar a importância do gás natural como fonte da energia este capítulo divide-se em sete seções. A primeira seção demonstra-se a cadeia produtiva do gás natural, desde o estudo da viabilidade econômica de uma reserva até a distribuição ao consumidor final. A segunda seção refere-se às características físico-químicas dessa fonte energética. A terceira seção cita-se as formas de utilização. A quarta e quinta seção aborda os tipos de armazenamento e transporte, respectivamente. A sexta seção trata do processo de

distribuição e a sétima seção envolve o mercado mundial, continental e nacional do gás natural.

### 3.2 CADEIA PRODUTIVA DO GÁS NATURAL

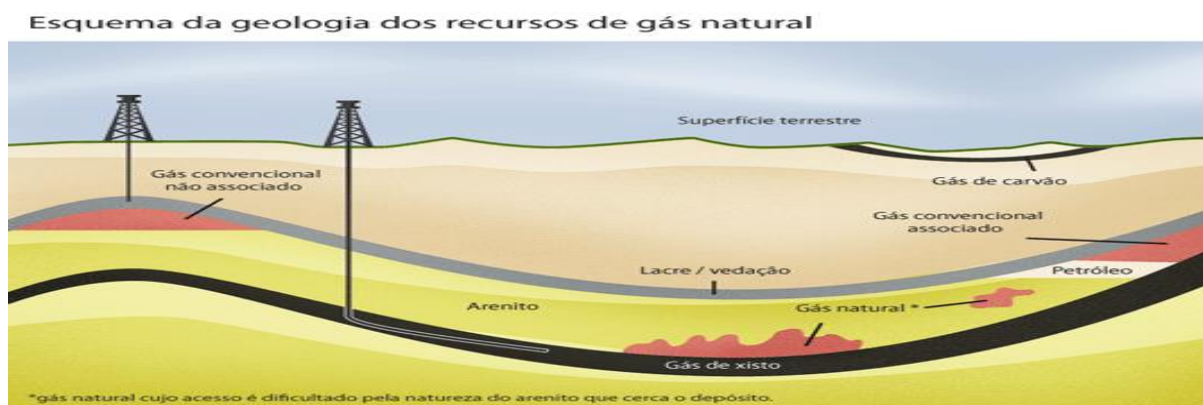
A história do gás natural confunde-se com a própria evolução do planeta Terra. A matéria orgânica acumulada sofreu ação de bactérias e após diversos processos de transformação foram convertidos em óleo, carvão, xisto e gás natural, à medida que alcançava maiores profundidades (POULALLION, 1986). De acordo com o art. 2º, inciso XIV da Lei n. 9.478/97, o gás natural é a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais do reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

De acordo com Abreu (1999), tanto o petróleo como o gás natural são formado por hidrocarbonetos. O primeiro é formado por compostos líquidos nas condições atmosféricas de temperatura e pressão (MONTEIRO; SILVA, 2010). O segundo pode ser formado por compostos gasosos, resultante da decomposição da matéria orgânica por bactérias anaeróbicas, por decomposição do carvão sob alta temperatura e pressão e pela alteração térmica dos hidrocarbonetos. (POULALLION, 1986).

É a produção de petróleo que determina as condições de exploração de gás natural. Quando há predomínio de petróleo, a jazida é conhecida como gás natural associado, havendo assim a separação dos dois combustíveis. Essa separação ocorre através de quatro processos: refrigeração simples; absorção refrigerada; expansão Joule-Thompson e turbo-expansão (ABREU, 1999). É realizada em instalações industriais conhecidas como Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e necessária para evitar a corrosão nos dutos e emissão de enxofre na atmosfera (MONTEIRO; SILVA, 2010).

Quando o gás natural é dominante, é conhecido como gás natural não associado. A presença de contaminantes como hidrogênio, dióxido de carbono e enxofre é muito baixa no estado bruto. É o resultado da degradação anaeróbica da matéria orgânica e encontrado no subsolo, em rochas porosas e isoladas do exterior, podendo ser associadas ou não a depósitos petrolíferos (MONTEIRO; SILVA, 2010). A Figura 12 demonstra a geologia do gás natural e Figura 13 refere-se a sua formação.

Figura 12 - Geologia do gás natural



Fonte: Natural Gás (2015)<sup>13</sup>

Figura 13: Formação do Gás natural



Fonte: Planet Seed (2015)<sup>14</sup>

De acordo com Poulallion (1986) estima-se que as reservas de gás natural existentes na natureza sejam maiores que as de óleo e carvão. Os volumes encontrados dependem do estágio de degradação dos sedimentos orgânicos. Por ser de baixa densidade, migra para a superfície.

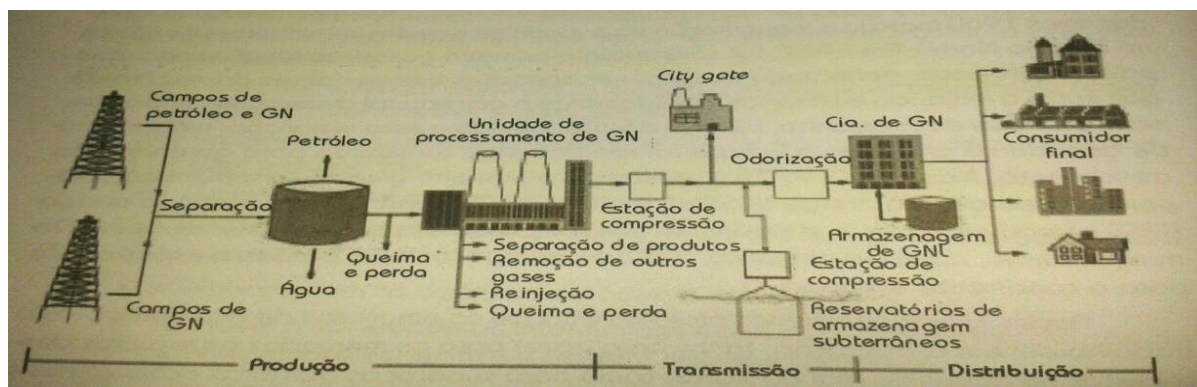
A cadeia produtiva abrange a integração dos segmentos da indústria do gás, permitindo os fluxos de bens e serviços entre todos os setores (GEROSA; MATAI, 2006). Segundo Salgado (2007) é dividida em quatro etapas: exploração, processamento, transporte e distribuição. A partir do ano 2000, houve evolução de todas as etapas, principalmente a exploração devido ao avanço dos estudos de engenharia e geologia do petróleo. Todas as etapas são demonstradas na Figuras 14

<sup>13</sup> Disponível em: [www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org). Acesso em 03 mar 2015

<sup>14</sup> Disponível em: [www.planetseed.com](http://www.planetseed.com) Acesso 03 mar 2015



Figura 14 - Etapas da cadeia produtiva do gás natural



Fonte: Salgado, 2007, pag. 32)

Na primeira etapa é realizada a exploração, verifica-se a existência de bacias sedimentares de rochas reservatórias, através de testes sísmicos, e a instalação de infraestrutura necessária para captação, como perfuração de um poço pioneiro e poços de delimitação para comprovar a existência de gás natural (MONTEIRO; SILVA, 2010). Envolve uma análise probabilística da ocorrência ou não de gás natural em determinado campo, juntamente com um estudo de viabilidade econômica de uma possível reserva. As atividades de perfuração seguem normas e padrões de segurança internacionais e nacionais (GEROSA; MATAI, 2006).

A segunda etapa, o processamento, ocorre após o planejamento, projeto e execução das instalações dos poços. É realizada uma separação do gás com o petróleo, caso for gás associado, obtendo assim o gás natural seco (metano e etano), o gás liquefeito de petróleo (propano e butano) e a gasolina natural (pentano e superiores) (MONTEIRO; SILVA, 2010). Após o processamento, o gás natural é classificado com gás residual, gás seco ou gás processado. A Portaria da ANP nº 249 de 1º de Novembro de 2000, regulamentou as operações dessa etapa, como segurança do volume de gás natural queimado; o volume do mesmo em caso de vazamentos acidentais; manutenção programada, contaminação e testes de poços (GEROSA; MATAI, 2006).

Na terceira etapa da cadeia produtiva do gás natural ocorre a compressão do gás para a estação, armazenamento nos reservatórios de baixa e alta pressão e nos reservatórios subterrâneos e a preparação do gás para o transporte. A quarta etapa envolve a distribuição para o consumidor final (MONTEIRO; SILVA, 2010).

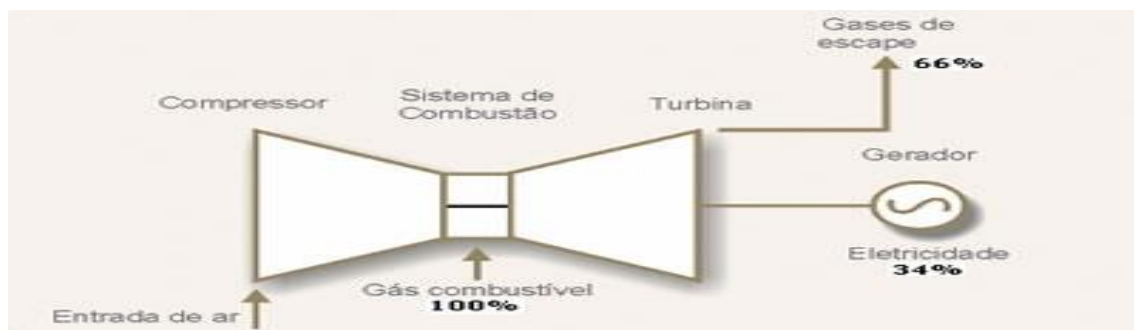


### 3.3 UTILIZAÇÕES DO GÁS NATURAL

A geração e a cogeração de energia elétrica, através do gás natural, utiliza o calor e o vapor e eletricidade, complementando o sistema energético existente (ABREU, 1999). Após a mistura do gás comprimido com o gás natural são emitidos gases que movimentam as turbinas conectadas aos geradores de eletricidade, conforme demonstrado na Figura 15. O processo de cogeração permite a produção simultânea de energia elétrica, térmica e vapor, com perdas reduzidas de energia em todo o processo produtivo. Mas não é exclusividade do gás natural, pois poderão ser realizadas com óleos, biomassa e carvão (ANEEL, 2008)

Segundo Santos (2002), a utilização do gás natural como geração de termelétricas merece destaque em um país em que o fornecimento de energia quase é totalizado por recursos hídricos. É um produto de grande segurança no uso, pois não se acumula no nível do solo devido sua leveza. A reutilização de energia que se perde no processo de geração de eletricidade das termoeletricas, a independência de suprimentos e a redução de gases lançados na atmosfera são as principais vantagens do uso do gás como cogrador (ABREU, 1999).

Figura 15 - Geração e cogeração de energia elétrica através do gás natural



Fonte: Pantanal Energia (2015)<sup>15</sup>

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica (ANEEL, 2008) e a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE, Brasil, 2012), além da geração e cogeração de energia, o gás natural pode ser utilizado como matéria prima da indústria química e na recuperação secundária de petróleo em campos petrolíferos. Gerosa e Matai (2006) também defendem o uso do gás natural como fonte energética nas termoeletricas, plantas de cogeração e para acionamento de geradores elétricos e também na realização de trabalho mecânico.

<sup>15</sup> Disponível em: [www.pantanalenergia.com.br](http://www.pantanalenergia.com.br). Acesso 30 mar 2015.

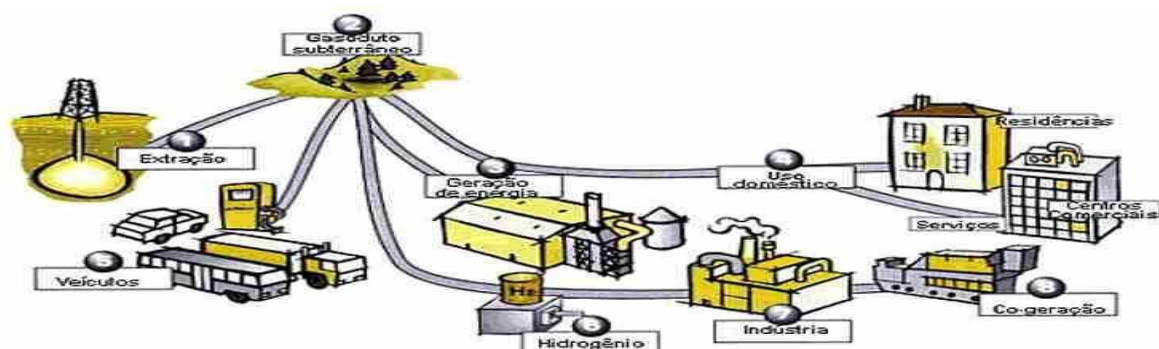
A introdução do gás natural na matriz energética foi fundamental na industrialização brasileira. O setor industrial foi o primeiro segmento a utilizar gás natural, pois necessita de grande consumo e consequentemente exige construções de redes que viabilizem de forma econômica e eficiente. Na indústria automobilística utiliza-se energia de forma intensiva, pois consome muito calor e vapor. Na indústria de alimentos, esse recurso energético é utilizado nos fornos, estufas, secadores, autoclaves e sistema de refrigeração. A indústria química necessita de grande quantidade de vapor para fabricação de produtos e o gás natural torna-se um substituto de outras fontes de energia provenientes do petróleo. É utilizado na fabricação de hidrogênio e aquecimento de fluido térmico (SALGADO, 2007).

Como a indústria têxtil exige temperatura contínua, o gás natural pode suprir 90% da produção de vapor e água quente. Este setor é pioneiro na utilização de sistema de cogeração, devido a elevada necessidade de energia em sua cadeia produtiva. Na indústria cerâmica, o gás natural está presente em todas as fases do processo de produção, desde a secagem da matéria-prima até a queima do esmalte. Semelhante à indústria têxtil, a indústria de papel e celulose, o gás natural é utilizado em 90% na geração de vapor, estufas, geradores elétricos e empilhadeiras (SALGADO, 2007).

Segundo Poulallion (1986), o uso do gás natural como combustível apresenta vantagem quando comparados com outros líquidos. Devido seu baixo nível de poluentes e combustão limpa, evita formação de depósitos de resíduos nas velas, nas válvulas e nos cilindros, reduzindo assim o consumo de lubrificantes e de revisões. Os motores a gás apresentam melhor rendimento térmico, pois sua octanagem é maior que outros combustíveis líquidos, da ordem de 130 e não apresentam problemas de partida a frio. Defende também que não há necessidade de resfriamento a água, ausência de vibração e automatização e controle de fácil operação.

No setor comercial, o gás pode ser empregado na cocção, climatização de ambientes, sistema de cogeração para hotéis, shopping, hospitais e outros tipos de estabelecimentos. No setor residencial é utilizado na cocção de alimentos e aquecimento da água (GEROSA; MATAI, 2006). A Figura 16 demonstra onde o gás natural pode ser utilizado Abreu (1999) também cita outras vantagens do gás natural: diversificação da matriz energética; fonte de importação regional; atração de capitais de riscos externos; maior competitividade entre indústrias; geração de energia elétrica junto aos centros de consumo; menor custo de manutenção para o usuário final, combustão regulável, entre outros.

Figura 16 - Diversos usos do gás natural



Fonte: Eu achei (2015)<sup>16</sup>

### 3.4 ARMAZENAMENTO DO GÁS NATURAL

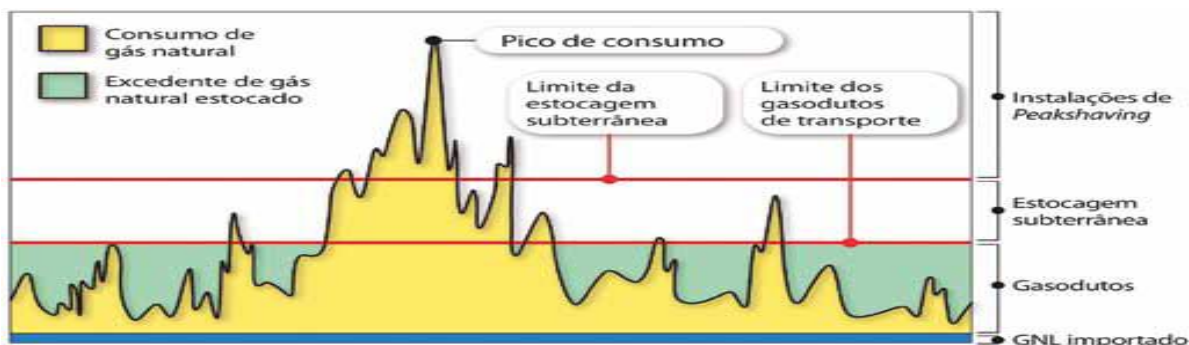
O mercado consumidor do gás natural é diversificado, atendendo os setores industrial, comercial, residencial e automotivo. Variações sazonais podem provocar picos ou depressões no consumo e o planejamento de fornecimento de gás é essencial. Aumento da compressão e armazenamento é alguma das soluções para acomodar os picos de demanda. A compressão é considerada nos instantes de pico, onde uma queda na pressão permite que um volume maior seja fornecido. O armazenamento permite modular o fornecimento diário de gás e apresenta um caráter estratégico, pois aproxima as fontes de gás natural dos centros consumidores. O armazenamento é feito através de baixa pressão, alta pressão e de forma subterrânea (POULALLION, 1986).

#### 3.4.1 Armazenamento de baixa e alta pressão

Nos períodos de queda no consumo de gás natural realiza-se o armazenamento na forma gasosa ou liquefeita e as unidades que ocorre esse processo são conhecidas como *peakshaving*. Reservatórios de baixa pressão eram utilizados para atender os picos diários da demanda, porém suas deficiências no sistema de armazenagem fez com que surgissem as linhas de transmissão de gás a alta pressão (POULALLION, 1986). A Figura 17 demonstra o perfil de consumo de gás num país com indústria gasífera madura, com diferentes picos de demanda.

<sup>16</sup> Disponível em: [www.euachei.com.br](http://www.euachei.com.br). Acesso 30 mar 2015.

Figura 17 - Perfil de consumo com diferentes picos de demanda



Fonte: ANP (2015)<sup>17</sup>

Neste novo sistema, durante os períodos de pico de demanda, o gás natural é aquecido para evitar problemas de condensação, passando por dois estágios de regulação de pressão para ser injetado na rede de distribuição. Esses reservatórios de alta pressão são flexíveis, pois permitem aumentar o volume do gás armazenado, acrescentando vários cilindros em paralelos aos existentes (POULALLION, 1986).

### 3.4.2 Armazenamento subterrâneo

Outra forma de armazenagem é a subterrânea, que apresenta três critérios: isolamento com a atmosfera, volumes importantes em relação à ocupação de área em superfícies e proteção contra perfurações na superfície. Os riscos de incêndios e de explosão são nulos e a escolha da camada de terrenos estáveis preserva a armazenagem. Além dos critérios, apresenta três tipos: armazenagem em lençóis de águas profundas, cavidades salinas e cavidades de minas (POULALLION, 1986)

O primeiro tipo de armazenamento subterrâneo ocorre com a injeção de gás natural na rocha-reservatório, porosa e permeável, através de poços ligados a uma estação de compressão para que depois estes poços produzam o gás natural durante os picos de demanda. A armazenagem em cavidades salinas ocorre quando não há formações geológicas adequadas para armazenar em lençóis aquíferos, exigindo camadas de sal compactas entre 500 e 1.500 metros de profundidade. O armazenamento em cavidades de minas é o processo na qual é realizado uma perfuração convencional, retirando amostras e testando a pressão. Em seguida ocorre a dissolução do sal, injetando água para moldar e aumentar a resistência mecânica (POULALLION, 1986)

<sup>17</sup> Disponível em: [www.aneel.com.br/ogásnaturaliquefeitonoBrasil](http://www.aneel.com.br/ogásnaturaliquefeitonoBrasil) . Acesso em 30 mar. 2015

### 3.5 TRANSPORTE DO GÁS NATURAL

O transporte de energia surge da necessidade de ligar-se o local de produção até os centros consumidores. O potencial de reserva e a capacidade de produção energética são fatores determinantes do tipo de transporte a ser adotado. Os meios de transporte de energia permitem uma flexibilidade de operação, mas se beneficiam de fatores de economia de escala que favorecem a transmissão de grandes quantidades de energia. Devido à importância dos investimentos busca-se operar as instalações de transporte o mais próximo possível de sua capacidade máxima (POULALLION, 1986).

O transporte de gás natural apresenta algumas peculiaridades devido a sua forma de energia, tanto primária quanto secundária. A primária refere-se o gás natural como matéria-prima para indústria petroquímica, fertilizantes, entre outros e a secundária refere-se ao uso deste produto como combustível. Pode ser realizado de três modos: fase gasosa através de gasodutos ou em reservatórios pressurizados; fase líquida através de reservatórios criogênicos e gás transformado, ou seja, quando encontrado em composição com outros produtos como fertilizantes, metanol, ferro-esponja (POULALLION, 1986).

De acordo com Monteiro e Silva (2010) o sistema de distribuição de gás natural é formado por redes de transporte, estações de regulação de pressão e por redes de distribuição. A rede de transportes são redes que operam com alta pressão e transportam o gás recebido nos *city gates* - estações de transferência de custódias responsável pela filtragem, aquecimento, regulação da pressão - para depois medir o volume entregue a concessionária para as estações de regulação de pressão. Segundo Abreu (1999), as pressões usuais nos dutos de transportes podem atingir de 100 a 150 kg/cm<sup>2</sup>. As estações de regulação da pressão diminuem a pressão do gás natural, podendo chegar de 5 a 6 kg/cm<sup>2</sup> e envia a pressões menores para as redes de distribuição. Esta última etapa possui tubulações menores com pressão reduzida para atingir ao consumidor final.

O transporte do gás natural é um item de grande importância no mercado gasífero e na formação dos custos. O grande volume gera necessidade de uma infraestrutura para viabilizar seu consumo e esses custos poderão atingir de 50 a 70% dos custos totais para o consumidor, segundo Pinto Jr. (2007). Um projeto de transporte de gás caracteriza-se pelos altos investimentos, com longo período de amortização e utilização plena das instalações, no caso dos gasodutos. Uma forma de otimizar esses investimentos consiste em trabalhar o mais próximo possível da capacidade máxima dos gasodutos, instalando e duplicando-os à medida que o mercado vai se expandindo (POULALLION, 1986).

O gás natural pode ser transportado por meio de gasodutos, por caminhões criogênicos - gás natural liquefeito (GNL) - ou por meio de navios metaneiros. O ponto de vista estratégico, o transporte de GNL é uma solução mais racional e econômica quando envolve transporte de grandes volumes de gás em grandes distâncias entre centros de produção e de consumo. O transporte do GNC só é possível devido ao aumento da massa do gás natural por um determinado volume em virtude de sua compressão. O GNL é purificado para ser liquefeito, ou seja, é reduzido 600 vezes seu volume e transportado na forma líquida a  $-160^{\circ}\text{C}$  (POULALLION, 1986)

### 3.5.1 Transporte de gás natural através de gasodutos

De acordo com a Figura 18, a operação com gasodutos é feita a distância, monitorada por instrumentos ao longo da tubulação, com comunicações via satélite, sem a presença de operadores e é controlado por uma estação central. Permite desafogar o sistema de transporte de superfície, reduzindo a circulação dos combustíveis líquidos da rede viária, permitindo a melhoria do seu fluxo e conservação (MONTEIRO; SILVA, 2010). Esse tipo de transporte movimenta grandes volumes de gás e gera custos de investimentos elevados, baixa flexibilidade e grandes economias de escala (PINTO JR, 2007).

Figura 18- Gasoduto



Fonte: Rede Construção (2015)<sup>18</sup>

O custo de implantação do gasoduto depende das desapropriações de terras, das dificuldades impostas pelo relevo ou infraestrutura necessária para sua instalação, como estradas, travessia de rios, entre outros (MONTEIRO; SILVA, 2010). Outros fatores que determinam o custo é a extensão e o volume a serem transportados, os custos com tubos,

<sup>18</sup> Disponível em: [www.redeconstrucao.com](http://www.redeconstrucao.com). Acesso 02 abr 2015.

montagem e soldagem dos mesmos e o custo com mão-de-obra. Os custos de montagem e desapropriação representam 60% dos custos totais e variam com a distância. Por isso é fundamental economia de escala nesse tipo de transporte, reduzindo custos médios de transportes para maximizar os volumes transportados (PINTO JR, 2007).

Segundo Abreu (1999), a construção do maior gasoduto do Brasil, o Gasbol iniciou-se em 1999, conectando Bolívia e Brasil e aumentando a oferta de gás natural a preços moderados. Devido à complexidade da obra, decisões de ambos os governos foram superadas devido ao envolvimento das empresas e dos organismos internacionais de financiamentos. Estes reconheceram a importância do empreendimento na integração energética dos países envolvidos, do aumento da produtividade econômica que agregaria à região e melhoria nas condições ambientais nos núcleos urbanos.

Para executar a obra, foi constituída uma associação entre Petrobrás, representada pela Gaspetro, sua subsidiária, com Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Foi acordado fornecimento de gás natural para o Brasil por vinte anos (ABREU, 1999). De acordo com a Figura 19, o Gasbol corta os estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Segundo o Atlas de Energia Elétrica (ANEEL, 2008), este gasoduto possui 3.200 quilômetros de extensão, dos quais 2.600 quilômetros estão no Brasil. Inicia em Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia e finaliza em Canoas/RS

Figura 19 - Gasoduto Gasbol



Fonte: Grupo Escolar (2014).<sup>19</sup>

Foi através do Gasbol que o gás natural participou efetivamente da matriz energética brasileira. O alcance geográfico do transporte através de gasodutos e do sistema de distribuição é fundamental para o desenvolvimento de oferta e demanda do gás natural. (SILVA; CARPIO, 2006).

<sup>19</sup> Disponível em: [www.grupoescolar.com](http://www.grupoescolar.com). Acesso 30 mar 2015.

### 3.5.2 Transporte de gás natural por caminhões criogênicos

É a alternativa menos onerosa segundo Abreu (1999). De acordo com um estudo realizado por Dus e Kawanami (2007), os caminhões criogênicos transportam Gás Natural Comprimido (GNC) até 263 quilômetros e o Gás Natural Liquefeito (GNL) até 500 quilômetros de distância. São abastecidos nas estações de compressão ou liquefação, onde estas são alimentadas por um gasoduto mais próximo (POULALLION, 1986).

A liquefação é um processo físico simples que consiste em resfriar o gás bruto para retirar a gasolina, o GLP, enxofre, dióxido de carbono e outras impurezas. Em seguida o gás sob pressão é resfriado a uma temperatura próxima de seu ponto de liquefação, que é  $-160^{\circ}\text{C}$ . Os ciclos de refrigeração mecânica são os mais utilizados pois termicamente são os mais eficientes, os menos eficientes são os de extração de calor, onde retira em um único estágio todo o calor necessário para a liquefação. Esses processos foram desenvolvidos para melhorar o rendimento interno e simplificar os modos operacionais (POULALLION, 1986).

As usinas de liquefação geralmente são localizadas a beira-mar, de fácil acesso aos navios ou em balsas. Após a liquefação, as usinas contam com tanques criogênicos destinados a estocagem, com pressão superior à pressão atmosférica e capaz de agir como pulmão entre produção contínua e as retiradas dos navios, segundo Poulallion (1986). Nos Estados Unidos, o estabelecimento do gás natural liquefeito como um importante modal do gás natural influencia no seu preço e impactando a oferta e demanda desse produto (ALMEIDA, 2006).

Devido aos custos elevados da cadeia do gás natural, a liquefação é uma forma de reduzir os custos médios e viabilizar empreendimentos em regiões mais distantes do centro consumidor. As centrais de liquefação representam cerca de 50% dos investimentos totais do gás natural liquefeito. A redução de custos é um grande desafio para esse tipo de indústria pois o transporte de gás natural é mais caro que o transporte de petróleo (PINTO JR, 2007).

As oportunidades tecnológicas da indústria de gás natural atraem várias empresas para desenvolvimento de processos de liquefação. Além de novas alternativas, buscam novas unidades compactas, de baixo custo de investimento. A construção de plantas de liquefação embarcada é uma tendência do desenvolvimento da tecnologia do gás natural. Apresenta grande flexibilidade, pois além de serem unidades de liquefação, essas plantas podem ser utilizadas como unidades de regaseificação (PINTO JR, 2007).

O transporte de gás natural comprimido (GNC) ocorre através da redução de volume via compressão. Quanto maior é a compressão, menor é o volume. Esse tipo de transporte não é uma tecnologia recente e é uma alternativa para estimular o desenvolvimento de novos



mercados de gás natural no país. A ANP já outorgou várias autorizações para agentes interessados em atuar nesse tipo de atividade, e a Resolução 41 de 05 de dezembro de 2007 normaliza todas as etapas, desde a aquisição até o controle de qualidade (ANP, 2014). Conforme a Figura 20, é utilizado para atender consumidores onde o suprimento foi interrompido por acidente ou manutenção; para atender a demanda em períodos de pico; gás para teste de pressão para certificação de gasodutos e entre outros usos. Na Rússia, o GNC é aplicado em larga escala devido à abundância desse energético no país. Também é utilizado na Suécia e Taiwan. Na Itália e Nova Zelândia foi empregado para abastecimento de gás natural veicular (GNV) (PINTO JR, 2007).

Figura 20 - Transporte de Gás Natural Comprimido



Fonte: Slide Player (2015).<sup>20</sup>

### 3.5.3 Transporte de gás natural através de navios metaneiros

Os navios metaneiros conforme demonstrado na Figura 21, são utilizados no mercado internacional, percorrendo longas distâncias e possibilitando economia de escala (ANP, 2010). A cadeia de GNL poderá alcançar maior flexibilidade através de metaneiros equipados com um sistema de regaseificação a bordo. Esse sistema é possível, pois existem navios ociosos que poderiam ser adaptados para essa finalidade. A vantagem de utilizar navios metaneiros é a possibilidade de criar novos mercados consumidores de gás natural, com baixo custo e sem comprometer a segurança do sistema e a confiabilidade do abastecimento (POULALLION, 1986).

O uso desse tipo de transporte iniciou nos Estados Unidos em 1950 para alimentar os frigoríficos de Chicago. Neste período o gás natural era a energia para a liquefação, o

<sup>20</sup> Disponível em: [www.slideplayer.es](http://www.slideplayer.es). Acesso 30 mar 2015

combustível para o transporte e o subproduto vendido aos consumidores locais após ceder sua energia frigorífica durante a gaseificação. O número de metaneiros em operação varia de acordo com: a possibilidade de metaneiros no mercado; da distância e do tempo de retorno entre os terminais de liquefação e o local de atracação e dos volumes injetados na rede. A segurança dos metaneiros é muito elevada, já que não se verifica graves incidentes (POULALLION, 1986)

Figura 21- Navios metaneiros para transporte de gás natural



Fonte: Manutenção e Suprimentos (2015)<sup>21</sup>

Os primeiros metaneiros utilizados no transporte de gás natural tinham capacidade aproximada de 27.400 m<sup>3</sup>, atualmente é cerca de 125.000 m<sup>3</sup> (PINTO JR, 2007). Segundo Terzian (apud Pinto Jr, 2007) existe tecnologia para aumentar a capacidade dos metaneiros para 200.000 m<sup>3</sup>, o que representa economia de 20% dos custos de investimentos e 30% no consumo de energia no transporte. Abreu (1999) defende que esse tipo de transporte é recomendável quando não há outra alternativa.

Considerando os critérios econômicos como investimentos, consumo energético e custos operacionais, Poulallion (1986) defende que o transporte por gasodutos acarreta investimentos elevados e oferece uma única linha de transmissão, apresentando riscos de fornecimento. É mais econômico quando os volumes são superiores a 5 bilhões de m<sup>3</sup>/ano, beneficiando-se da economia de escala. O transporte por metaneiro apresenta investimentos mais moderados, pois podem dividir as unidades de liquefação e permite uma ligação direta entre dois países. O transporte através de caminhões criogênicos proporciona uma solução simples de armazenamento e reduz os riscos de abastecimento.

<sup>21</sup> Disponível em: [www.manutencaoesuprimentos.com.br](http://www.manutencaoesuprimentos.com.br). Acesso 02 abr 2015.

Defende também que em um desenvolvimento natural, o uso do GNL através de caminhões criogênicos impõe no início, a criação de polos consumidores para depois construir gasodutos. Este modelo foi adotado por muitos países, exceto Japão, Rússia e Estados Unidos devido suas características geopolíticas e geográficas. (POULALLION, 1986)

### 3.6 DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

A rede de distribuição tem origem no gasoduto de transporte, através da instalação de uma linha de transporte de gás com ramificações em qualquer ponto deste gasoduto. Monteiro (2010) defendem que operações com gás natural envolvem normas e procedimentos desde o projeto, construção e manutenção de redes. Exigem equipamentos e materiais apropriados para as tubulações. Aço, polietileno, cobre e aço galvanizado são os materiais utilizados na tubulação do gás natural e válvulas manuais ou automáticas são fundamentais para interromper o fluxo de gás em situações planejadas ou de emergências. A linha principal ligada diretamente aos gasodutos é de aço, protegida contra a corrosão. Os ramais ligados aos consumidores comerciais e residenciais podem ser de aço galvanizado, alumínio ou cobre (POULALLION, 1986)

Segundo Abreu (1999), a filtragem é realizada para eliminar a presença de resíduos de água, enxofre e dióxido de carbono e evitar formação de hidretos e ácidos que possam corroer a tubulação. Todo o monitoramento ao longo da tubulação, é realizado de longas distâncias, sem a presença de operadores e é controlado por uma estação central. Monteiro e Silva (2010) destaca a importância do regulador de pressão para controlar a saída de gás, limitar sua vazão e utilizar a própria energia deste regulador para controlar a pressão. Os equipamentos térmicos transferem para a água ou ar, a maior parte da energia térmica no processo de combustão. Os geradores de vapor, fornos e estufas são medidas de redução de custos com substituição de componentes e de segurança, evitando assim acidentes diretos e indiretos.

As redes de distribuição de gás natural são arquitetadas de forma radial, através de linhas-tronco e ramais de distrito e em forma de anel, através de uma linha principal que circunda a região a ser atendida, com ramais que direcionam para o centro do anel. Esta última é mais eficiente quando há grande concentração de consumidores e de volumes a serem distribuídos. Os consumidores residenciais são abastecidos por linhas secundárias por canalizações particulares, após a redução de pressão. O custo médio de ligação de uma indústria a uma rede de gás é cinco vezes menos que uma ligação de rede elétrica (POULALLION, 1986).

### 3.7 MERCADO MUNDIAL DE GÁS NATURAL

O gás começou a ser manufaturado a partir do carvão e no final do século XVIII era processado através da gaseificação do mesmo. As primeiras empresas de gás manufaturado foram criadas em 1812 em Londres e em 1816 nos Estados Unidos, cuja finalidade era oferecer serviços de iluminação pública. Novas empresas foram surgindo devido ao baixo custo e melhor qualidade, comparado com o óleo de baleia, utilizado anteriormente. Foram totalizadas 500 empresas na Inglaterra em 1882 e 970 empresas nos Estados Unidos em 1866 (PINTO JR, 2007).

O gás manufaturado a partir do carvão ou do nafta prosperou até 1850. Entrou em declínio com a crise de produção de carvão, concorrência com os derivados do petróleo e da eletricidade. A conversão do gás manufaturado para o gás natural ocorreu com a descoberta desse último no Mar Norte. Devido aos problemas de transporte, o gás natural era utilizado quando as jazidas eram encontradas próximas aos consumidores, mas devido aos desperdícios, eram rapidamente exauridas (PINTO JR, 2007).

O final do século XIX e início do século XX foram marcados pela instabilidade na indústria do gás, marcado com várias falências de empresas. Somente em 1931, foi construído o primeiro gasoduto nos Estados Unidos, com 1000 km de extensão, unindo Texas e Chicago. Entre 1980 a 1995 a maioria dos projetos para o comércio internacional de gás natural concentrou-se no Pacífico da Ásia e na Europa, devido à de expansão de demanda pelo produto. O desenvolvimento desse mercado sempre foi limitado pela concorrência do petróleo. Até 1970, apenas 4% do gás consumido era comercializado no mercado internacional, só difundiu com a construção de novos dutos e baixos preços do gás (PINTO JR, 2007).

O mercado energético internacional sofreu alterações após os choques do petróleo, mudanças na concorrência de mercado do óleo, novas tecnologias de produção e transporte do gás, novas políticas ambientais. Até o primeiro choque de petróleo, o gás natural era considerado um combustível nobre, e suas reservas deveriam ser poupadas para uma possível crise energética. Após o segundo choque já estava no centro da política energética na busca por novas reservas. (PINTO JR, 2007).

A indústria gasífera é considerada uma indústria de rede pois o transporte e distribuição ocorre através de redes de dutos de alta e baixa pressão. Pode ser estocado nos próprios gasodutos, dispensando investimento em infraestrutura para estocagem, tornando uma vantagem competitiva. Por outro lado, possui elevados custos de transação e para reduzi-

los, a indústria de gás natural adota integração vertical ou contratos de longo prazo. (PINTO JR, 2007).

Nas indústrias de rede há uma interdependência entre os agentes, e a necessidade de coordenação de decisões é fundamental para reduzir os riscos e incertezas envolvidos como regulação dos contratos e tarifas, forma de comercialização do gás e condição de acesso à rede de transporte e distribuição. Em virtude das dificuldades de transporte, a difusão do gás natural foi tardia e concorreu com outras fontes de energia no mercado energético. Por isso seu valor de mercado é baseado no preço dos combustíveis concorrentes, principalmente o petróleo (PINTO JR, 2007).

Souza (2010) defende que, ao contrário do petróleo, não há um mercado mundial de gás natural e sim um mercado regional. Enquanto o mecanismo de preços do petróleo é semelhante mundialmente, o mecanismo do gás é definido regionalmente, entre comprador e vendedor, e a aceitação do melhor preço deve-se a necessidade de uma infraestrutura de transporte, que impede a entrega imediata do produto ([www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)). Este mercado é limitado pelos custos elevados de implantação e a garantia no fornecimento do produto é um problema enfrentado no mercado internacional de gás natural, havendo uma subordinação do fornecedor em relação ao país fornecedor (SALGADO, 2007).

Em maio de 2006, Evo Morales, presidente boliviano, decretou unilateralmente a nacionalização das reservas e operações de petróleo e gás natural, rompendo contratos e exigindo novas negociações. Ao exigir aumentos superiores previstos nestes contratos, Morales ignorou a lógica acima, que define os preços do gás natural. A Petrobrás investiu até então U\$ 1,5 bilhões neste país e foi obrigada a rever seu contrato de concessão, gerando um aumento do preço do gás exportado. Este fato não afetou diretamente o preço das ações da Petrobras, mas gerou uma crise no setor de gás natural, pois atingiu todas as distribuidoras que dependem desse fornecimento (GÁSNET,2015).

A dedicação de grandes empresas da área de petróleo, na busca de novas jazidas de gás natural viabiliza condições mais econômicas de transportes e surgem novos campos potenciais antes não considerados, como África Ocidental, Mar do Norte, Sudeste da Ásia, Austrália e Brasil. O que caracteriza a menor ou maior inserção de gás natural na matriz energética de um país é a facilidade de acesso ao seu suprimento (ABREU, 1999).

### **3.7.1 Mercado de gás natural na América Latina**

#### **3.7.1.1 Venezuela**

A Venezuela é um dos países fundadores da OPEP e sua política de aderência às cotas de produção da organização visa aumentar a receita das exportações a partir do aumento dos preços internacionais e não pelo aumento dos volumes de produção, como era adotado na política anterior. Os Estados Unidos é o maior parceiro comercial, seguido da Colômbia e Países Baixos. A longevidade de suas reservas é superior a 100 anos e o aumento dos preços internacionais de petróleo estimulam a exploração (GUERREIRO, 2006).

As jazidas de gás natural na forma associada concentram-se na região oriental do país. As jazidas não associada são distribuídas ao longo do território com cerca de 10% da disponibilidade total, gerando um desequilíbrio entre oferta e demanda no próprio território. A produção de gás natural é limitada pois está associada ao petróleo e vinculada ao programa de recuperação de óleo. Segundo Guerreiro (2006) a indústria de petróleo é a maior consumidora do gás natural venezuelano, pois um terço de toda a produção de gás é utilizada para reinjeção em poços de petróleo.

A oferta de gás natural atende o setor termoeletrico e industrial, principalmente o petroquímico e o siderúrgico e permanecerá nesse perfil até 2022. Políticas de disseminação do uso de gás natural, expansão e conversão de plantas termoeletricas a gás e crescimento da economia buscam aumentar a demanda por gás natural no país. Possui dois sistemas de transportes: um localizado na região ocidental e outro na região oriental. Os preços do gás são fixados através de resoluções do Ministério de Minas e Energia venezuelano, considerando os custos marginais de longo prazo (GUERREIRO, 2006).

A abertura do setor em 1992 estimulou a aprovação de contratos de serviços para recuperar os campos marginais de petróleo pesado e extrapesado e a execução do Projeto Cristóbal Cólon com as empresas Lagoven/Shell – Exxon – Mitsubishi para exploração e comercialização do gás natural liquefeito. Em 2002, os setores petrolíferos e gasífero representaram cerca de 90% da oferta total de energia primária do país (CAMPOS, 2006).

A justificativa agressiva de abertura do setor ao capital privado foi a maximização da apropriação da renda petrolífera pelo Estado, gerar divisas para equilibrar o balanço de pagamentos e impulsionar o desenvolvimento econômico da Venezuela. Em 1996 foram licitadas dez áreas petrolíferas, sendo que a estatal detinha 45% dos lucros, porém com royalties e imposto de renda chegava mais de 80% ao fisco nacional. A tributação das

exportações de petróleo foi reduzida gradativamente até sua eliminação em 1996 (CAMPOS, 2006).

A PDVSA GÁS é uma filial da PDVSA, responsável pela exploração, transporte, distribuição e comercialização de gás não associado em todo o território venezuelano. A Lei Orgânica de Hidrocarbonetos Gasosos é que regulamenta a indústria de gás natural no país. Contempla integração vertical com princípio de desconcentração do mercado, evitando controle de uma única empresa em dois ou mais segmentos dessa indústria; desmembramento das tarifas ao consumidor final; livre acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e distribuição e abertura ao setor privado. A segurança energética e a avaliação geopolítica dos recursos disponíveis estão presentes na estratégia do governo venezuelano, pois é um fator fundamental para o planejamento energético do país (GUERREIRO, 2006).

### 3.7.1.2 Argentina

A política de endividamento externo e o processo hiperinflacionário das décadas de 70 e 80 afetaram a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), estatal petrolífera argentina, gerando um processo de desregulamentação e privatização do setor no início da década de 90. Presença de monopólio público na produção de petróleo cru, oligopólio no refino e baixa oferta devido ao oligopólio era a estrutura anterior do mercado petrolífero (CAMPOS, 2006).

A lei nº 23.696 de 1989 regulamentou o setor de gás natural na Argentina e destacou a necessidade de abrir o setor para a iniciativa privada. Em 1992, a YPF foi privatizada e adquirida pela empresa espanhola Respol, havendo separação vertical e horizontal dos segmentos de transmissão e distribuição, surgindo duas transportadoras e nove distribuidoras. O novo marco regulatório do setor surgiu com a Lei nº 24.076 de 1992, separou as atividades de produção, transmissão, distribuição e proibiu o controle das demais atividades por uma única empresa. Estabeleceu livre acesso de terceiros à rede e de consumidores livres, permitindo a revenda de uma capacidade de transporte no mercado secundário (GUERREIRO, 2006)

Após a privatização da YPF, aumentos na produção e os investimentos do setor privado obtiveram alta rentabilidade nas áreas centrais. Porém os investimentos foram decaindo a partir de 1997, forçando o governo argentino a criar uma nova estatal, a Energia Argentina Sociedad Anônima (ENARSA), responsável por exploração e produção de todas as áreas petrolíferas da plataforma continental (CAMPOS, 2006).

Comparado com os mercados dos Estados Unidos e Europa, os preços do gás natural argentino é mais baixo, tornando um ambiente menos atrativo para os investimentos e redução da relação reservas e produção. Até 2005, havia 15 bacias sedimentares ainda não exploradas. Para garantir novas descobertas de petróleo e gás são necessários investimentos adicionais na exploração, produção e transporte. Sua malha de distribuição de gás natural é considerada madura, com diversos pontos de interconexão, mas a perspectiva de abastecimento interno no curto prazo dependerá dos preços internos e de importação. Uma pressão de demanda por gás depende de uma evolução dos mercados internos e a integração energética entre Brasil e Argentina, enfrenta problemas de logística e de desenvolvimento de reservas (GUERREIRO, 2006).

### 3.7.1.3 Bolívia

O setor de petróleo e gás natural possui importante participação na pauta de exportação do país. Na América Latina, é a segunda maior reserva provada de gás natural associado e a primeira em reservas não associado. A longevidade de suas reservas é superior a 100 anos, tornando-se um grande potencial na oferta de gás natural. Na década de 90, assim como a Argentina, Colômbia e Chile, a Bolívia também sofreu uma reestruturação na indústria de gás natural. Liberalização dos mercados, eliminação de monopólios estatais, redução da atividade do Estado e atração de investimentos privados foram consequências da globalização da economia mundial e no caso específico da Bolívia, buscava atrair capital de risco para ampliar suas reservas provadas (GUERREIRO, 2006).

O modelo da indústria do gás adotado na Bolívia foi capitalização, na qual o governo cedia 50% da participação e o gerenciamento da empresa aos investidores privados em troca de compromissos de investimentos no setor. Até 1997, após a privatização do setor, ocorreu um aporte de investimentos na exploração. Um declínio nas reservas provadas sucedeu a partir de 2003 e de acordo com o *Ministerio de Hidrocarburos* da Bolívia, há ciclos de investimento na atividade (GUERREIRO, 2006).

A Lei nº 1.689, conhecida como a Lei dos Hidrocarbonetos foi criada em 1996 e estabeleceu as características do agente regulador, os mecanismos de regulação de mercado, regulamentação do consumo doméstico, exportações e as modalidades de desenvolvimento da indústria do gás natural no país. A atividade de exploração e produção do gás é classificada como competitiva e não regulamentada e regida pelas leis de oferta e demanda desse produto. As atividades de transporte e distribuição são consideradas um monopólio natural, um serviço



público e regulado pelo Estado, pela *Superintendencia de Hidrocarburos* (GUERREIRO, 2006).

Em 2005, a nova Lei nº 3.058 altera a lei anterior e reconhece o gás natural e demais hidrocarbonetos como recursos estratégicos. Nacionaliza as reservas, verticaliza as atividades e estabelece que a estatal YPFB, em conjunto com o *Ministerio de Hidrocarburos*, formulem a política do setor de petróleo e gás natural. Criou também um imposto adicional sobre a exploração e produção de gás natural e petróleo, elevando os custos sobre a atividade, levando a perda de atratividade. Outro fator negativo da lei foi a indexação do reajuste da parcela *commodity* do gás natural, que vincula esse aumento à variação de uma cesta internacional de óleos, é responsável pela evolução dos preços de exportação do gás natural desse país para o Brasil (GUERREIRO, 2006).

O Departamento de Tarija concentra 85% das reservas do país, 10% no departamento de Santa Cruz e aproximadamente 2,5% em Cochabamba e o restante distribuído pelo território boliviano. Sua superfície apresenta grande área com potencial de descoberta. No médio prazo, essas reservas desfrutarão de vantagem comparativa frente às demais fontes alternativas de energia, tanto do país como do continente. Os gargalos da infraestrutura não são fatores críticos para a oferta de gás natural no curto e longo prazo, pois pouco mais da metade da capacidade instalada está disponível para o escoamento futuro da produção. A maior parcela do consumo destina-se à geração termelétrica, setor industrial e residencial (GUERREIRO, 2006).

O Brasil é o maior parceiro comercial, devido à extensão de fronteira e pelo fato do primeiro possuir limitações de logística. A dependência é um aspecto presente para ambos os países. Do lado do Brasil, as instabilidades políticas bolivianas geram incertezas de oferta e alterações do mercado e do lado da Bolívia, é dependente de investimentos estrangeiros e fontes externas de financiamento (GUERREIRO, 2006).

### **3.7.2 Mercado de gás natural no Brasil**

A produção de gás natural no Brasil iniciou-se no século XIX a partir do carvão. De acordo com Monteiro (2010), Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, assinou em 1851 um contrato para iluminação pública a gás no Estado do Rio de Janeiro. Segundo Costamilan (2009), em 1940, iniciou-se a exploração no Estado da Bahia em virtude de descobertas de óleo e gás, expandindo-se para o Sergipe e Alagoas.

Até a década de 80, a baixa disponibilidade de reserva e a desestruturação da indústria de gás manufaturado retardou o desenvolvimento de gás natural. Essa fonte de energia não estava na prioridade da política energética nacional nesse período. A reestruturação do mercado de gás natural no Brasil deve-se às descobertas associadas na Bacia de Campos, viabilizando a construção do gasoduto Rio-São Paulo e a Constituição Federal de 1988 que reduziu os conflitos referentes aos direitos de distribuição de gás canalizado, definindo e reconhecendo as concessões aos estados (PINTO JR, 2007).

A definição das prioridades de uso e o estabelecimento de preços diferenciados para cada finalidade foram os instrumentos da política energética a partir de 1985. A fixação de metas inatingíveis e pouco interesse da Petrobrás em expandir o mercado, retardaram o desenvolvimento do gás natural no Brasil. Além disso, a ampliação do uso de gás natural gerava excedentes de óleo combustível, elevando seu custo na armazenagem e comercialização no mercado internacional, criando assim empecilhos operacionais e gerenciais aos investimentos de gás associado. Havia também pouco estímulo da demanda e pouco interesse das empresas distribuidoras explicarem os desperdícios na queima do gás (PINTO JR, 2007).

O Ministério de Minas e Energia difundiu a prioridade do gás natural para o setor energético a partir do avanço das negociações de importação do gás boliviano em 1994, pelas novas descobertas da Bacia de Campos e também pelo processo de reforma e privatização do setor elétrico, criando assim novas oportunidades de investimentos no setor do gás natural (PINTO JR, 2007). Segundo Constamilan (2009), em 1999 foi implantado no Brasil o Plano Prioritário das Termoeletricas, com o intuito de estimular o consumo do gás natural, inseri-lo na matriz energética, evitar o déficit de energia elétrica e reduzir a dependência dos fornecedores externos. Foi regulamentado pelo Decreto nº 3.371/2000. Pinto Jr (2007) defende que este plano foi a melhor oportunidade de ancorar a demanda de gás, pois as termoeletricas qualificaram-se como grandes consumidoras.

Segundo a ANP, em 2006 foi testado a disponibilidade dessas usinas e a geração de energia era quase metade da esperada, podendo ser explicado pela falta ou pela indisponibilidade de gás natural. Constamilan, (2009) também defende que esse plano fracassou devido à desvalorização do real no respectivo ano, elevando o preço do gás importado da Bolívia e o racionamento de energia elétrica em 2001. A falta de política estrutural de energia e o descompasso entre Petrobrás, empresas distribuidoras, consumidores industriais e centrais termoeletricas também contribuíram para o desequilíbrio de oferta e

demanda de gás e na segurança de suprimento dos setores elétricos e gasíferos (PINTO JR, 2007).

Segundo Pinto Jr (2007), o início das operações do Gasbol foi marcado pela insuficiência de demanda, penalizando a Petrobrás nas cláusulas no contrato de importação. Costamilan (2009) defende que o primeiro choque do petróleo em 1973 estimulou pesquisas para descoberta de gás natural. Na década de 80, houve tentativas de introduzi-lo na matriz energética devido a exploração na Bacia de Campos, pois até então a produção ocorria somente no Nordeste (Recôncavo e Sergipe), utilizando como insumo na indústria de fertilizantes nitrogenados, combustível do Polo Petroquímico de Camaçari e da refinaria Landulfo Alves (Mataripe) (ABREU, 1999).

Somente nos anos 90, a Petrobrás investiu em infraestrutura e a criação de demanda de gás natural ocorreu após descobrir reservas nas bacias sedimentares. (ABREU, 1990). Os Estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro são os principais produtores de gás natural no Brasil. De acordo com o Atlas de Energia Elétrica (ANEEL, 2008), o Estado do Amazonas também dispõe de reservas. Porém o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, construído pela Petrobrás, enfrenta as críticas ambientalistas, pois o trajeto passa nas proximidades das reservas indígenas.

## 4 MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

### 4.1 INTRODUÇÃO

De acordo com Pinto Jr (2007), aproximadamente 87% da matriz energética mundial provém do petróleo, gás natural e carvão. O carvão era a fonte de energia dominante no século XX e o petróleo a partir de 1970. Essas mudanças estruturais geraram obstáculos para analisar o comportamento de oferta e demanda de energia no longo prazo, forçando uma reestruturação no planejamento estratégico e aumentando a participação do gás natural na matriz de muitos países.

Com o intuito de demonstrar essa evolução da participação do gás, este capítulo é dividido em cinco seções. Na primeira demonstra-se a produção e oferta em nível mundial. A segunda seção aborda a matriz energética brasileira. A terceira seção refere-se aos fatores de equilíbrio entre oferta e demanda. A quarta seção abrange a previsão de preços de energia e gás natural e a quinta e última seção verifica-se as reformas que a indústria sofreu ao longo dos anos e o processo de regulação.

### 4.2 PRODUÇÃO E CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL

A relação entre economia e energia será evidenciada pelos preços elevados do petróleo, pelas diferenças regionais nos preços de gás e de eletricidade e pelo acréscimo do preço das importações de energia. O preço do petróleo bruto, mesmo sendo elevado é uniforme na maioria dos países. Isso não ocorre com o gás, pois o preço deste produto nos Estados Unidos é três vezes menor que o preço praticado na Europa e cinco vezes menor que no Japão. No campo da eletricidade, indústrias japonesas, chinesas e europeias pagam o dobro que as indústrias norte-americanas (WEO 2013),

Essa diferença de preços de energia é um indicador de perda de competitividade industrial, influenciando os custos totais, as decisões de investimentos e limita o crescimento econômico em vários países. Um mercado global de gás natural, apesar das incertezas, poderá minimizar as diferenças regionais de custos na energia. Poderá ser feito com uma convergência nos preços do gás através de mecanismos de indexação dos preços de petróleo, deixando os mercados regionais mais interligados, eficientes e competitivos. O exemplo norte americano de desenvolver os recursos de gás não convencional na geração de energia poderá ser aplicado em outros países (WEO, 2013).

O elevado preço do petróleo pode ser justificado pelo desenvolvimento de novos recursos dessa fonte de energia. As águas profundas brasileiras, a produção norte-americana e as áreas petrolíferas do Canadá reduzirá o fornecimento de petróleo dos países da OPEP no próximo decênio. Porém esse fornecimento não será sustentado a partir de 2020, conforme o WEO (2013).

A oferta de gás natural é ampla, crescente e com uma dispersão geográfica maior que o petróleo. As transações comerciais favorece a importância deste combustível, facilitando seu acesso a muitos países na medida em que reduz os custos de transporte. De acordo com os dados anuais do BP (2013) e demonstrado na Tabela 01, em nível mundial, a produção de gás natural chegou a três trilhões de metros cúbicos no final de 2013.

Tabela 01. Produção mundial de gás natural em 2013 em % e em bilhões de m<sup>3</sup>

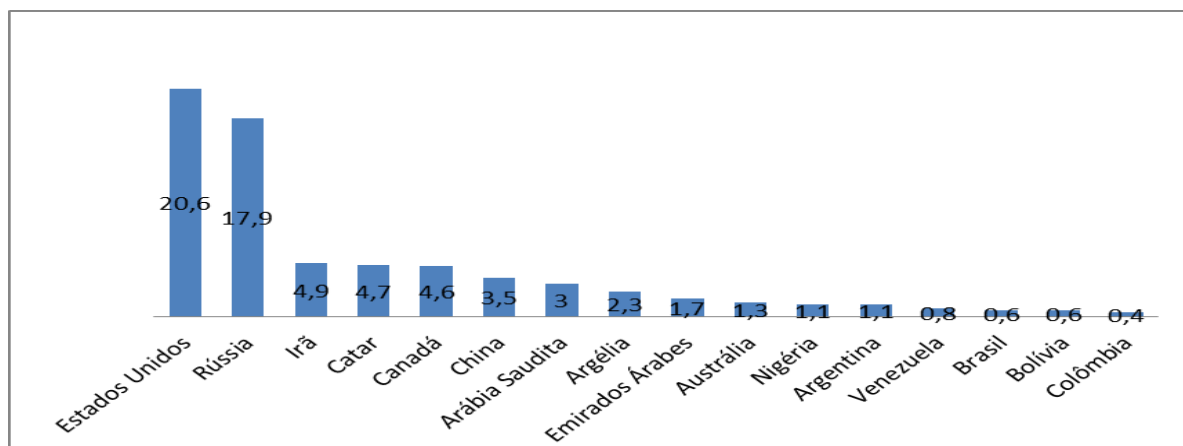
| Produção de Gás Natural | em % | bilhões de metros cúbicos |
|-------------------------|------|---------------------------|
| Estados Unidos          | 20,6 | 687,6                     |
| Rússia                  | 17,9 | 604,8                     |
| Irã                     | 4,9  | 166,6                     |
| Catar                   | 4,7  | 158,5                     |
| Canadá                  | 4,6  | 154,8                     |
| China                   | 3,5  | 117,1                     |
| Arábia Saudita          | 3    | 103                       |
| Argélia                 | 2,3  | 78,6                      |
| Emirados Árabes         | 1,7  | 56                        |
| Austrália               | 1,3  | 42,9                      |
| Nigéria                 | 1,1  | 36,1                      |
| Argentina               | 1,1  | 35,5                      |
| Venezuela               | 0,8  | 28,4                      |
| Brasil                  | 0,6  | 21,3                      |
| Bolívia                 | 0,6  | 20,8                      |
| Colômbia                | 0,4  | 12,6                      |

Fonte: BP (2013) e elaborada pela autora.

Os maiores produtores de gás natural são Estados Unidos e Rússia, representando aproximadamente 38% de toda a produção mundial. A produção de gás não convencional dos Estados Unidos, além de suprir a demanda interna, exportará o pequeno excedente, gerando mercados mais interligados e uma pequena mudança na fixação de preço do produto. As descobertas do pré-sal no território brasileiro triplicará a produção de petróleo no país nos próximos vinte anos, ocupando a posição de sexto produtor mundial de petróleo. Quanto ao gás natural a produção crescerá cinco vezes no mesmo período e o Brasil tornar-se-á

autossuficiente em 2030. Porém para que isso ocorra é necessário fortes investimentos, processos complexos e capital intensivo superior ao aplicado na Rússia e Oriente Médio (WEO, 2013). O gráfico 01 demonstra a posição do Brasil na produção mundial, representando apenas 0,6%, o que equivale aproximadamente 21 bilhões de m<sup>3</sup>.

Gráfico 01. Produção mundial de gás natural em 2013 em %



Fonte: BP( 2013) e elaborado pela autora.

Até 2013 as reservas provadas de gás natural no mundo era de 185 trilhões de metros cúbicos, de acordo com os dados do Anuário Estatístico da British Petroleum ( BP, 2013). A Tabela 02 demonstra as reservas provadas

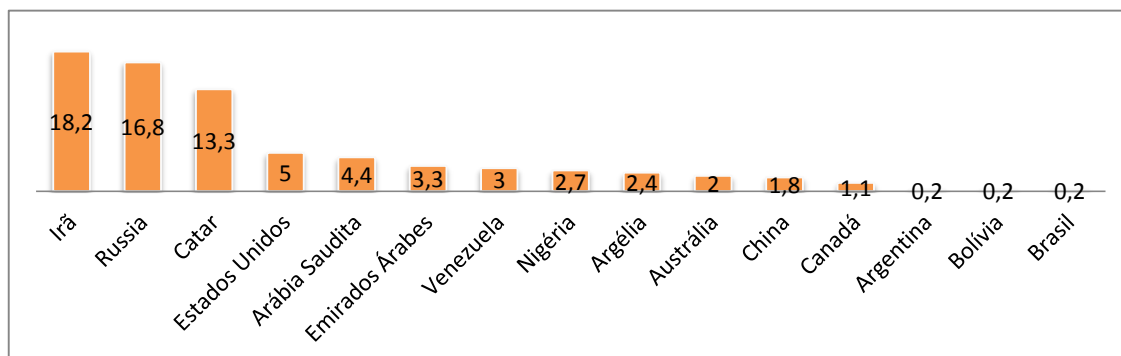
Tabela 02 - Reservas mundiais provadas de gás natural em 2013 em % e trilhões de m<sup>3</sup>

| Reservas Provadas de GN | em % | trilhões de m <sup>3</sup> |
|-------------------------|------|----------------------------|
| Irã                     | 18,2 | 33,8                       |
| Rússia                  | 16,8 | 31,3                       |
| Catar                   | 13,3 | 24,7                       |
| Estados Unidos          | 5    | 9,3                        |
| Arábia Saudita          | 4,4  | 8,2                        |
| Emirados Árabes         | 3,3  | 6,1                        |
| Venezuela               | 3    | 5,6                        |
| Nigéria                 | 2,7  | 5,1                        |
| Argélia                 | 2,4  | 4,5                        |
| Austrália               | 2    | 3,7                        |
| China                   | 1,8  | 3,3                        |
| Canadá                  | 1,1  | 2                          |
| Argentina               | 0,2  | 0,3                        |
| Bolívia                 | 0,2  | 0,3                        |
| Brasil                  | 0,2  | 0,5                        |

Fonte: BP (2013) e elaborada pela autora.

O Irã, Rússia e Catar representam quase 50 % de todas as reservas provadas mundialmente. O Brasil é responsável por apenas 0,2% dessas reservas, representando 3 bilhões de m<sup>3</sup>, conforme demonstrado no Gráfico 02.

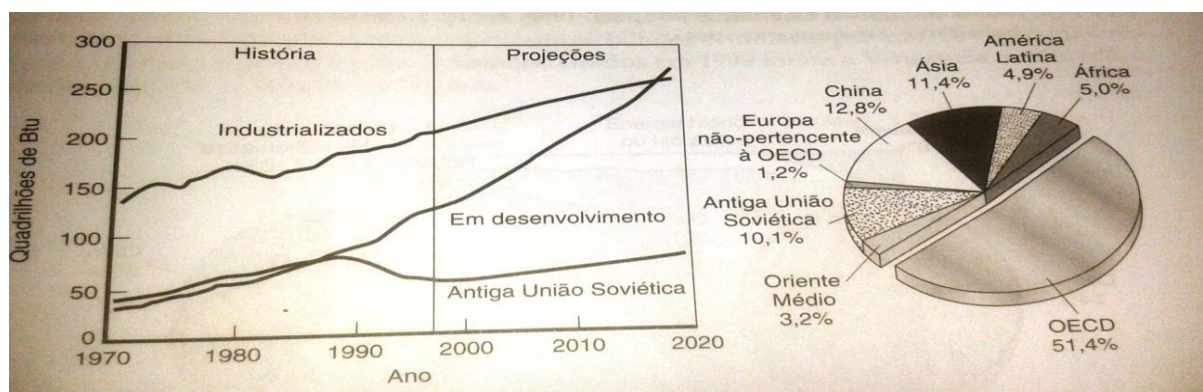
Gráfico 02 - Reservas mundiais provadas de gás natural em 2013 em %



Fonte: BP (2013) e elaborado pela autora.

A demanda global por energia triplicou desde 1960 e provém de países em desenvolvimento e com elevado aumento populacional. A Figura 22 demonstra o consumo global de energia no período de 1970-2020 para países industrializados, países em desenvolvimento, Leste Europeu e Rússia. Projeta-se para 2020 uma taxa de crescimento de consumo de energia em 4% nos países industrializados contra 1% nos países em desenvolvimento (HINRICHS, 2009).

Figura 22: Consumo global de energia no período de 1970-2020 em %



Fonte: Hinrichs (2009, pág. 07)

De acordo com o Panorama Energético da ExxoMobil (s/d), além do aumento populacional, o aumento do padrão de vida da população e a urbanização são os principais indicadores globais do aumento da demanda de energia. No entanto, é previsto uma estabilidade após 2030, devido ao desenvolvimento do setor industrial do Brasil, Índia e outros países em desenvolvimento, acompanhada da queda da demanda industrial chinesa.

A demanda de energia está voltada para as economias emergentes, principalmente para a China, Índia e Médio Oriente, conforme WEO (2013). Segundo Hinrichs (2009), na China a energia está se tornando umas das principais restrições ao crescimento econômico. Cerca de 20% da produção potencial é perdida devido às deficiências no abastecimento de eletricidade.. A Tabela 03 apresenta o consumo mundial de gás natural.

Tabela 03 - Consumo mundial de gás natural até 2013 em % e bilhões de m<sup>3</sup>

| Consumo de Gás natural | em % | bilhões de m <sup>3</sup> |
|------------------------|------|---------------------------|
| Estados Unidos         | 22,2 | 737,2                     |
| Rússia                 | 12,3 | 413,5                     |
| Irã                    | 4,8  | 162,2                     |
| China                  | 4,8  | 161,6                     |
| Japão                  | 3,5  | 116,9                     |
| Canadá                 | 3,1  | 103,5                     |
| Arábia Saudita         | 3,1  | 103                       |
| Emirados Árabes        | 2    | 68,3                      |
| Argentina              | 1,4  | 48                        |
| Brasil                 | 1,1  | 37,6                      |
| Argélia                | 1    | 32,3                      |
| Venezuela              | 0,9  | 30,5                      |
| Catar                  | 0,8  | 25,9                      |
| Austrália              | 0,5  | 17,9                      |
| Colômbia               | 0,3  | 10,7                      |

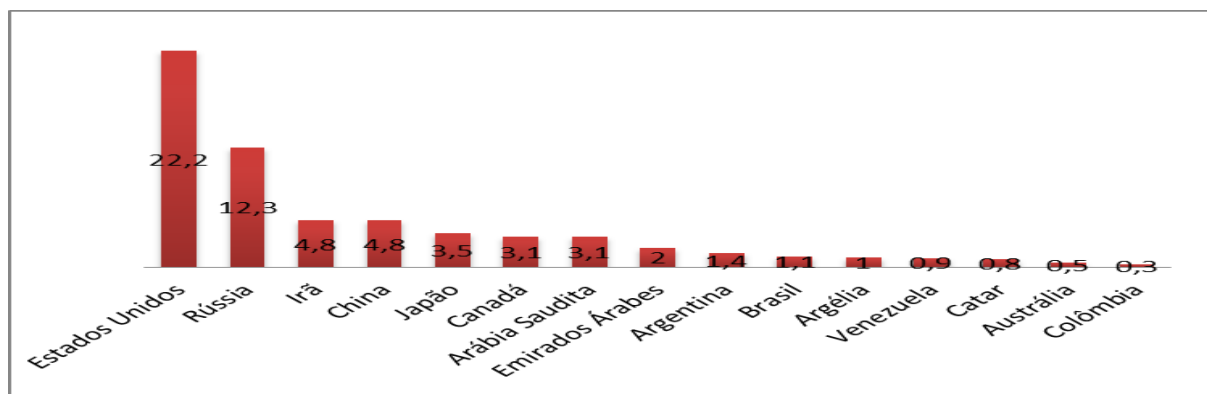
Fonte: BP (2013) e elaborada pela autora.

Os maiores consumidores de gás natural são os Estados Unidos e Rússia, concentrando 35% de todo a demanda mundial desse produto. De acordo com o Gráfico 03, o Brasil representa apenas 1,1% desse consumo, o que equivale aproximadamente 37 bilhões de m<sup>3</sup>.

O Panorama Energético ExxonMobil (s/d) prevê que a necessidade de energia continuará crescendo com a expansão econômica. Para satisfazer essa demanda, nenhuma das alternativas energéticas deverão ser refutadas. As instituições públicas e privadas podem auxiliar nesse processo promovendo o intercambio de informações, análise de processos legislativos e regulatórios transparentes.



Gráfico 03 - Consumo mundial de gás natural até 2013 em %



Fonte: BP (2013) e elaborado pela autora.

Em 2035 a energia eólica, solar e fotovoltaica representará 50% do aumento das fontes renováveis na geração de eletricidade. A China concentrará esse aumento, superando União Europeia, Estados Unidos e Japão. Também será destaque na geração de energia nuclear, seguida da Coreia, Índia e Rússia. O carvão é a fonte mais barata que o gás na geração de eletricidade, mas as perspectivas de longo prazo dependerão de políticas como eficiência, limitação de poluição e alívio na mudança climática. Até 2020, a demanda por carvão cairá nos países da OCDE, exceto Austrália e elevará a demanda na Índia, China e Sudeste Asiático e na Europa, o crescimento permanecerá baixo devido à perda de competitividade para com o carvão na geração de eletricidade (WEO, 2013).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE) (apud Santos *et ali*, 2007) haverá um consumo excessivo de eletricidade e uma pressão para a diversificação na matriz energética. Nesse contexto, o gás natural assumirá o posto de combustível fóssil de maior utilização nos próximos vinte anos. Reduzir a influência do petróleo e promover o uso crescente do gás será a estratégia global para o aumento da demanda por energia.

Até 2020, a China será o primeiro país importador de petróleo, ultrapassando os Estados Unidos e a Índia a maior importadora de carvão. A União Europeia será superada pelo Médio Oriente no quesito petróleo, reorientando o comércio de energia. Nos países da OCDE, a demanda permanecerá constante, os Estados Unidos satisfará a sua demanda a partir de 2035 (Santos, et al 2007).

#### 4.3 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A matriz energética descreve toda a produção e consumo de energia de um país, discriminada por fonte de produção e setores de consumo (MME, 2015). É demonstrada

através de balanços energéticos, ou seja, contabilidade da oferta e demanda de energia, informações sobre reservas, capacidade instalada, entre outros. Ao analisá-la, verificam-se as transformações dos recursos naturais e os desníveis de consumo e produção da energia mundial (MARTIN, 1992). É aplicado para um período de tempo ou espaço econômico determinado, demonstrando as relações entre o setor energético e outros setores da economia (PINTO JR, 2007).

Todos os balanços são publicados pela ONU, alguns também pela OCDE e Organização para a Segurança e Cooperação na Europa (OSCE) (MARTIN, 1992). A Agência Internacional de Energia é responsável pela publicação do balanço energético mundial. No Brasil, este balanço é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2015).

O Plano Decenal de Energia é um instrumento de planejamento de oferta e demanda de recursos energéticos. O último publicado refere-se ao período de 2014 a 2023. Compatível com a Política Nacional sobre Mudanças do Clima, criada pelo Decreto 7.390/10, contribuirá para a estratégia de desenvolvimento do país. Visa aumentar a eficiência energética, ampliar os parques hidrelétricos, além de outras fontes renováveis como a eólica, biomassa e solar.

A crise econômica mundial, iniciada em 2008 nos Estados Unidos atingiu também a Europa e o comércio mundial, afetando os países emergentes. No Brasil, a estratégia foi estimular vários setores devido às incertezas de desempenho da indústria. De acordo com o Banco Central, a inflação de 2014 atingiu o teto da meta fechando em 6,75%, gerando a elevação da taxa básica de juros para 12,5% em janeiro daquele ano, além do aumento de tributos sobre combustíveis, importados e operações de crédito (PDE, 2023).

Os ganhos de produtividade e os gargalos da infraestrutura brasileira limitam a competitividade industrial, reduzindo assim o desempenho da economia brasileira, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Foi elaborado de acordo com a premissa de uma recuperação da economia mundial, onde os países emergentes, principalmente os asiáticos seriam os responsáveis pelo crescimento do PIB mundial (PDE, 2023).

De acordo com o Plano Decenal de Energia, a evolução do consumo residencial dependerá do aumento do número de domicílios, uso de equipamentos eletrônicos além da potência e eficiência energética dos mesmos. No setor de transportes, a expansão da indústria automobilística brasileira aliada ao aumento da renda das famílias e a necessidade de mobilidade das pessoas e mercadorias, implicará num aumento da frota de veículos leves e pesados.

O elevado consumo de energia elétrica forçou o governo a elaborar um planejamento mais rigoroso quanto às formas de fornecimento de energia. O uso das fontes renováveis ou não convencionais deixou de ser utilizada pelas comunidades isoladas. A lei 10.438/2002 apresentou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). As inúmeras resoluções da ANEEL constituíram um aporte legal para a sustentabilidade de novos projetos. Essa lei visa o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes de energia renováveis, além de universalizar o serviço de energia elétrica em todo território nacional (DUTRA, 2004).

Devido ao perfil energético brasileiro ser promissor para fontes renováveis, as centrais eólicas, energia solar, biomassas contribuem para a diversificação da matriz elétrica e elevação na participação na matriz energética nacional, devido ao baixo impacto ambiental, desenvolvimento de tecnologias e de políticas públicas de incentivo (PDE, 2023). Segundo Tolmasquim (2004), as fontes renováveis de energia terão uma participação relevante na matriz energética nas próximas décadas.

As fontes renováveis de energia, além de contribuírem para uma matriz energética limpa e diversificada, foram fundamentais para o programa federal “Luz para Todos”, implantado em 2003, onde o aproveitamento de energia solar, da biomassa e pequenas quedas d’água solucionaram de forma gradativa residências isoladas. A Resolução ANEEL 784/2002 regulamenta o uso de recursos energéticos renováveis para a substituição de combustíveis fósseis em sistemas isolados e o Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ estimula estudos neste ramo (TOLMASQUIM, 2004).

A energia solar juntamente com a eólica faz parte dos projetos de estudos e processos de construção e licitação sinalizados como “verde” pela ANEEL. Há dois empreendimentos dessa fonte de energia em construção ainda não iniciada com potência associada de 58.548 KW e 317 empreendimentos em operação gerando 15.179 KW de potência, correspondendo a apenas 0,01% da matriz energética nacional em operação (BIG, ANEEL 2015).

A expansão mais promissora de energia solar está prevista para as regiões Norte e Nordeste, destacando a região central da Bahia com as subestações Gentio do Ouro e Ourolândia, equivalendo a 80% de geração e os demais 20% na região Sudeste. Foram totalizados 92 empreendimentos com capacidade total instalada de 290MW no último Leilão de Energia Nova A-5 de 2013 (PDE, 2023).

O PDE (2023) prevê uma expansão média anual de 10,7% em capacidade instalada de outras fontes renováveis de energia, com destaque para a energia eólica, conforme demonstrado na Tabela 04.

Tabela 04. Evolução da Capacidade instalada por fonte de geração no Brasil em (MW)

| Fonte/Ano              | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>Hidro</b>           | 79.913 | 82.629 | 87.183 | 92.193 | 96.123 | 100.935 | 101.874 | 103.344 | 106.167 | 108.941 | 112.178 |
| <b>Hidro Imp.</b>      | 6.120  | 6.032  | 5.935  | 5.829  | 5.712  | 5.583   | 5.441   | 5.285   | 5.114   | 4.925   | 4.716   |
| <b>Outros</b>          | 17.366 | 21.674 | 25.535 | 27.422 | 31.358 | 36.331  | 38.731  | 41.111  | 43.191  | 45.081  | 47.241  |
| <b>PCH</b>             | 5.308  | 5.538  | 5.671  | 5.701  | 5.854  | 6.289   | 6.439   | 6.619   | 6.799   | 6.919   | 7.319   |
| <b>Eólica</b>          | 2.191  | 5.452  | 9.019  | 10.816 | 14.099 | 17.439  | 18.439  | 19.439  | 20.430  | 21.430  | 22.439  |
| <b>Biomassa</b>        | 9.867  | 10.684 | 10.845 | 10.905 | 10.905 | 11.603  | 12.353  | 13.053  | 13.453  | 13.723  | 13.983  |
| <b>Solar</b>           | 0      | 0      | 0      | 0      | 500    | 1.000   | 1.500   | 2.000   | 2.500   | 3.000   | 35.000  |
| <b>Urânio</b>          | 1.990  | 1.990  | 1.990  | 1.990  | 1.990  | 3.395   | 3.395   | 3.395   | 3.395   | 3.395   | 3.395   |
| <b>Gás Natural</b>     | 10.666 | 11.442 | 12.169 | 12.169 | 12.516 | 12.516  | 13.016  | 14.516  | 16.016  | 17.516  | 20.016  |
| <b>Carvão</b>          | 3.210  | 3.210  | 3.210  | 3.210  | 3.210  | 3.210   | 3.210   | 3.210   | 3.210   | 3.210   | 3.210   |
| <b>Óleo Comb.</b>      | 3.442  | 3.493  | 3.493  | 3.493  | 3.493  | 3.493   | 3.493   | 3.493   | 3.493   | 3.493   | 3.493   |
| <b>Óleo Diesel</b>     | 1.402  | 1.402  | 1.294  | 1.294  | 947    | 947     | 947     | 947     | 947     | 947     | 947     |
| <b>Gás de Processo</b> | 687    | 687    | 687    | 687    | 687    | 687     | 687     | 687     | 687     | 687     | 687     |

Fonte: PDE (2023).

A energia eólica é a fonte que mais cresceu em participações nos leilões desde 2009. Os preços competitivos, a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atender esse mercado, desenvolvimento tecnológico de toda a cadeia produtiva, possibilidade de gerar energia em períodos de seca e utilização do solo para outros fins, criação de novos postos de trabalho e oportunidade de negócios, além de outros aspectos financeiros, tributários e regulatórios são o reflexo dessa expansão.

Em relação a energia nuclear, a Associação Nuclear Mundial (WNA), afirma que 14% de toda a energia global é gerada através de fonte nuclear. No Brasil há dois empreendimentos em operação, o Angra I com um desempenho de 4.989.576,6 MWh e o Angra II com geração

de 10.444.932,5 MWh em 2014 ([www.eletronuclear.com.br](http://www.eletronuclear.com.br)). De acordo com o BIG da ANEEL, há um empreendimento em construção não iniciada, o Angra III com capacidade de geração de 1.350.000 KW e previsão para entrar em operação em julho de 2018.

Até 2030 prevê a construção de 04 a 08 usinas nucleares, localizadas nas regiões Nordeste e Sudeste, cabendo a Eletrobrás Eletronuclear e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a definição de sítios, tipo de reator e demais estudos. Após o acidente de Fukushima, há expectativa de moderação na expansão do uso de energia nuclear, devendo ser substituída por outras fontes, alterando a demanda por outros combustíveis. Segundo a EPE, até 2023 está estimado investimento de R\$ 2 bilhões para geração de energia por usinas nucleares (PDE, 2023).

A capacidade instalada de energia elétrica em 2013 era de 79.913 MW e a projeção para 2023 é de 112.178 MW. Considera a estimativa de importação da Usina Hidrelétrica de Itaipu não consumida pelo Paraguai e inclui as usinas em operações comerciais nos sistemas isolados. A expansão hidrelétrica prevê doze usinas no período de 2014-2018, somando 15.876 MW de potencia instalada. Dispõe de Licença Prévia e avaliação de sua viabilidade técnica, econômica, ambiental e pelo leilão de expansão da oferta de energia. No período de 2019-2023 prevê uma expansão de dezoito usinas com capacidade de 14.679. A capacidade de geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu é prevista de 86 GW para 117 GW em 2023. A região Norte ocorrerá a maior expansão de energia hidrelétrica devido aos grandes empreendimentos, destacando a Usina Belo Monte (PDE, 2023).

A partir de 2004, com a diversificação da geração elétrica e a necessidade do uso racional de energia causada pela reestruturação no setor elétrico nacional, a participação da biomassa da cana ganhou espaço. As principais formas de biomassa são provenientes da cana e da lenha. Em 2013 dos vinte e três leilões de energia realizados, quatorze foi de usinas sucroalcooleiras. Até 2018 estima-se 1,6 GW de energia total contratada por essas usinas. Ainda em 2013, 58% das 138 milhões de toneladas de bagaço de cana consumidas foram destinados ao setor industrial para a produção de açúcar, contra 42% para o setor energético para a produção de etanol. O PDE (2023) aposta numa inversão desse quadro, estimando um acréscimo de 3,2% na demanda de bagaço até 2023.

Outra fonte de energia empregada no Brasil é o etanol. É classificado em etanol hidratado e etanol anidro. A projeção de demanda do etanol hidratado foi determinado pela preferência dos usuários pelos veículos flexfuel. A região sudeste concentra mais de 65% de toda a demanda do país. É estimado um acréscimo de 12,4 bilhões de litros em 2014 para 28,8 bilhões em 2023 para a demanda total, representando em média, 7,6% de acréscimo por ano

(PDE, 2023). Considerando o teor obrigatório de 25% adicionado à gasolina, projeta-se um consumo de 3,7% ao ano de etanol anidro e estima-se também 14 bilhões de litros até 2023. Da mesma forma que ocorre com o etanol hidratado, a demanda por etanol anidro concentra-se na região Sudeste, porém com uma participação menor, cerca de 35 a 45% da demanda nacional (PDE, 2023). É previsto investimentos de R\$ 48 bilhões em novas unidades e de R\$ 26 bilhões em expansão necessária até o final do período. A estrutura de transportes e armazenamento do produto representa também um avanço na estratégia de expansão do setor.

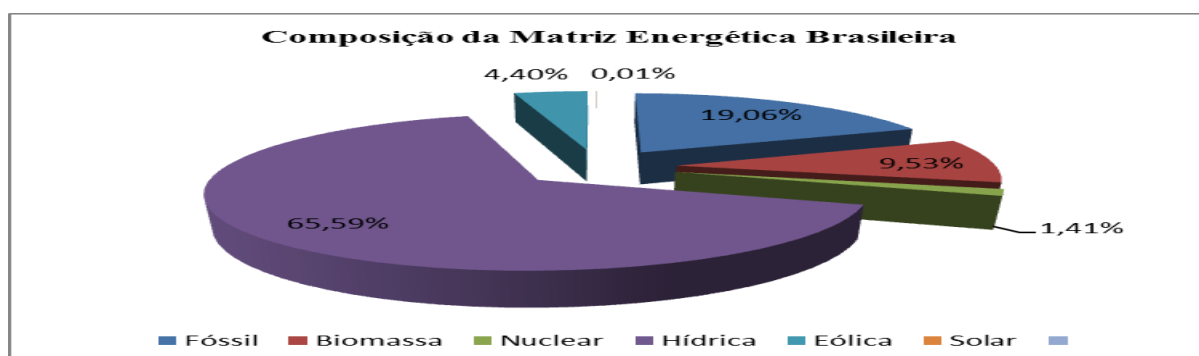
Em relação ao biodiesel, desde a criação da lei 11.097/05 que alterou 5% para 7% de biodiesel à gasolina, até dezembro de 2013 foram adicionados 13,9 bilhões de litros de biodiesel ao diesel fóssil. Até este período havia 7904 usinas de biodiesel em operação e 7866 em processo de comercialização. É previsto que a demanda de biodiesel aumente de 3,4 bilhões para 6 bilhões de litros até 2023, o que corresponde a 7,4% ao ano. Instituições públicas e privadas que adotam o uso de biodiesel em suas frotas de transportes visam utilizar até 20% de biodiesel (PDE, 2023).

No Brasil, em 2013 o carvão vegetal foi responsável por apenas 1,6% do consumo final, dividido pelos setores industrial com 88%, residual com 10% e comercial com 2%. No primeiro setor é utilizado principalmente pela indústria siderúrgica e no setor residencial é utilizado para aquecimento. De acordo com os dados do Anuário Estatístico da British Petroleum (BP, 2013) até o final de 2013 o Brasil possuía até 2013, 0,9% das reservas provadas de petróleo no mundo, equivalendo a 15,6 milhões de barris. Sua participação mundial na produção é de 2,7% totalizando 109,9 milhões de toneladas e seu consumo foi 132,7 milhões de toneladas, representando 3,2% de todo o consumo mundial de petróleo.

A produção diária de petróleo brasileiro ao final de 2013 nos reservatórios do pré-sal foi de 371 mil barris. A previsão do PDE (2023) da relação reservas provadas/produção (R/P) é de 23 anos até 2019, decaindo para 19 anos em 2023. As expectativas de excedente de 1,45 milhões de barris diários de petróleo em 2023 poderá colocar o Brasil numa posição de participante da geopolítica mundial no comércio mundial desse produto.

Até 2013, matriz energética era composta por fonte fóssil, com 19,06%, biomassa com 9,53%, nuclear com 1,41%, hídrica com 65,59%, eólica com 4,4% e solar com 0,01%, conforme demonstrado no Gráfico 04.

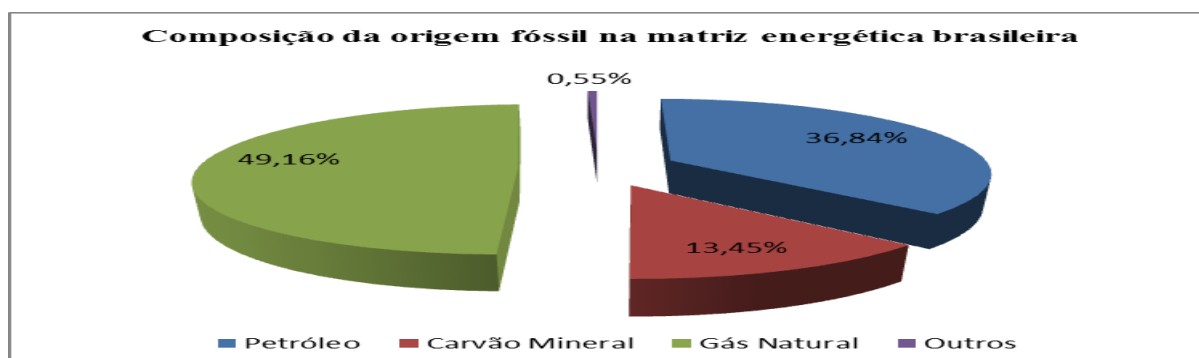
Gráfico 04. Composição da matriz energética brasileira em 2013



Fonte: BIG, ANEEL, 2015. Elaborado pela autora.

As hidrelétricas representam 65,59% de toda a produção de energia do país. Mesmo com os incentivos de uso das fontes renováveis, a participação da energia eólica e solar na matriz energética ainda é baixa. O gráfico 05 demonstra a composição da origem fóssil no território brasileiro.

Gráfico 05. Composição da origem fóssil na matriz energética em 2013



Fonte: BIG, ANEEL, 2015. Elaborado pela autora.

O gás natural está agrupado nos combustíveis fósseis, juntamente com o petróleo, carvão mineral e outros. Representa 49,16% da composição da fonte fóssil, de acordo com o Gráfico 05. O PDE (2023) espera que a entrada de novas áreas produtivas e a necessidade de atender a demanda, resultará em um aumento do volume de gás natural produzido nacionalmente e importado. A Tabela 05 demonstra a quantidade de empreendimentos no Brasil no setor de gás natural.

Tabela 05 - Fontes fósseis em operação no Brasil em 2014 em KW

| Fonte Fóssil   | Quantidade | Potência Outorgada(kW) | Potência Fiscalizada(kW) |
|----------------|------------|------------------------|--------------------------|
| Petróleo       | 1.488      | 9.479.264              | 9.196.747                |
| Carvão mineral | 23         | 3.614.155              | 3.614.155                |
| Gás natural    | 135        | 13.197.234             | 12.890.650               |
| Outros Fósseis | 1          | 147.300                | 147.300                  |
| Total          | 1647       | 26.437.953             | 25.848.852               |

Fonte: BIG, ANEEL (2015)

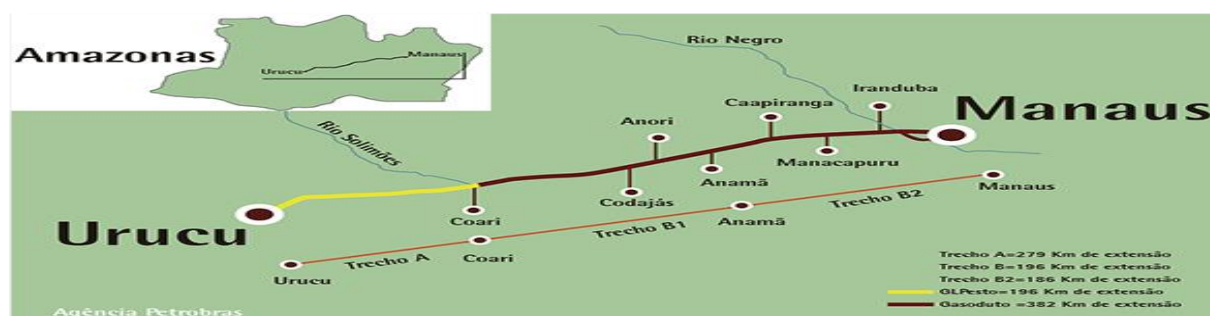
Até 2024, foram totalizados 135 empreendimentos de gás natural em operação, com 13.197.234 KW de potência outorgada. Pode representar quase 50% da produção das fontes fósseis, porém é responsável por apenas 9% dos empreendimentos. (BIG, ANEEL, 2015).

#### 4.3.1 Oferta nacional de gás natural.

A expansão da oferta de gás natural depende da produção nacional, do gás importado da Bolívia e do GNL importado através dos terminais de regaseificação. É calculada de acordo com as previsões de produção dos recursos descobertos, dos recursos contingentes e recursos não descobertos e até da importação de gás via gasodutos. Foram considerados pontos de oferta as unidades de Urucu/AM; Lubnor e Pecém no Ceará; Guamaré/RN; Pilar/AL; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeia, São Francisco do Conte e Salvador na Bahia; Lagoa Parada, Cacimbas e UTG SUL Capixaba no Espírito Santo; Cabiúnas, REDUC e COMPERJ, Bacia de Guanabara no Rio de Janeiro; Caraguatatuba/SP, Corumbá/MS, e Santo Antônio dos Lopes na Bacia do Paraíba/MA (PDE, 2023).

A Bacia de Solimões é responsável pela oferta de gás na região norte, principalmente em Manaus, conforme demonstrado na Figura 23.

Figura 23 - Gasoduto Urucu-Coari-Manaus no Amazonas, Brasil



Fonte: Maxpress Net (2015)<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Disponível em: [http://www.maxpressnet.com.br/e/petrobras\\_26-11-09.html](http://www.maxpressnet.com.br/e/petrobras_26-11-09.html). Acesso em 30 abr. 2015



A construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, com 661 km de extensão e com três unidades de processamento, possui capacidade de 9,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Além de reduzir o isolamento entre produtores e consumidores, atenderá a demanda da região (PDE, 2023).

A região nordeste possui onze unidades de processamento com capacidade total de 24,5 m<sup>3</sup>/dia, distribuídos em 2939 km de dutos, das quais 2134 km da região e 755 km do gasoduto GASENE. Distribui gás natural para os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia. Há previsão de instalação do trecho I do gasoduto GASFORT II para operar de Horizonte à Caucaia, ambas do estado do Ceará (PDE, 2023).

As bacias de Campos, de Santos e do Espírito Santo serão responsáveis pelo abastecimento das regiões Sudeste, Sul, Centro-Oeste e a até a região Nordeste através do GASENE. A importação do gás natural da Bolívia será mantida em 30,1 milhões m<sup>3</sup>/dia, de acordo com os contratos da Gasbol. O contrato previsto até 2019 suprirá a limitação da oferta na Região Sul (PDE, 2023).

A região Sudeste possui uma malha de 2738 km de dutos que pertence à região, além 543 km relativos ao Gasbol Norte que opera nas regiões centro-oeste e sudeste e 340 km relativos ao Gasbol Sul que supre as regiões sudeste e sul e 159 km que pertence ao gasoduto GASENE, totalizando 3780 km de extensão de rede. Possui capacidade de 62,49 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. São distribuídos para os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo. Conforme a figura 24, em 2013 foi realizada uma expansão de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia da capacidade do terminal de regaseificação da Bacia de Guanabara no Rio de Janeiro (PDE, 2023).

Figura 24 - Infraestrutura de gás natural da região sudeste do Brasil em 2013



Fonte: PDE (2023)

A região Sul possui uma malha de 886 km de extensão, das quais 836 km pertencem ao trecho sul do Gasbol e 50 km dos dois trechos do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. Não possui nenhuma unidade de processamento de gás natural e é dependente da importação do gás boliviano. Os avanços na prospecção do pré-sal poderá alterar a oferta de petróleo e também de gás associado. De acordo com a Tabela 06, verifica que o ambiente de água ultra profunda representará 38% da produção total de gás natural no país e será a principal fonte de produção desse produto (PDE, 2023).

Tabela 06 - Produção bruta nacional de gás natural no Brasil de 2014-2023 em milhões de m<sup>3</sup>/dia

| Ano/Ambiente | Águas Ultra profundas | Águas Profundas | Águas Rasas | Mar Costeiro | Terra Costeira | Terra Inteira | Total  |
|--------------|-----------------------|-----------------|-------------|--------------|----------------|---------------|--------|
| 2014         | 36,03                 | 23,19           | 8,65        | 4,55         | 4,91           | 17,73         | 95,06  |
| 2015         | 40,12                 | 25,27           | 10,89       | 4,25         | 4,46           | 17,06         | 102,05 |
| 2016         | 45,24                 | 26,24           | 12,27       | 4,19         | 3,98           | 18,3          | 110,22 |
| 2017         | 58,33                 | 24,26           | 11,68       | 5,26         | 3,67           | 19,4          | 122,6  |
| 2018         | 80,24                 | 23,24           | 12,58       | 6,75         | 3,2            | 19,33         | 145,34 |
| 2019         | 91,02                 | 22,17           | 13,04       | 6,67         | 3,8            | 19,63         | 156,33 |
| 2020         | 103,4                 | 22,08           | 14,83       | 8,24         | 4,43           | 25,14         | 178,12 |
| 2021         | 113,95                | 21,74           | 14,89       | 8,63         | 4,42           | 33,07         | 196,7  |
| 2022         | 120,54                | 20,28           | 14,21       | 7,92         | 6,42           | 37,13         | 206,5  |
| 2023         | 124,02                | 19,07           | 13,73       | 7,05         | 7,57           | 34,27         | 205,71 |

Fonte: PDE (2023)

Os ambientes de águas profundas e ultra profundas dominam todo o período analisado pelo PDE (2023). Devido a Bacia de Solimões, espera-se uma contribuição do ambiente de terra inteira, principalmente a partir de 2020, na qual ultrapassará o ambiente de águas profundas.

Para 2023 é previsto uma redução da participação do petróleo e seus derivados e um crescimento médio de 4,8% a.a. de gás natural. Como é demonstrada na Tabela 07, sua participação na matriz energética evolui de 11,7% para 14,2% em 2023 (PDE, 2023).

Tabela 07 - Evolução da oferta de energia no Brasil 2014-2018-2023 em mil tep e em %

| Ano                          | 2014           |             | 2018           |             | 2023           |             |
|------------------------------|----------------|-------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| Descrição                    | mil tep        | %           |                | %           |                | %           |
| <b>Energia Não Renovável</b> | <b>180.648</b> | <b>57,9</b> | <b>208.702</b> | <b>57,2</b> | <b>244.818</b> | <b>57,5</b> |
| Petróleo e Derivados         | 120.292        | 38,6        | 136.325        | 37,3        | 156.350        | 36,7        |
| Gás natural                  | 36.477         | 11,7        | 46.617         | 12,8        | 60.492         | 14,2        |
| Carvão Mineral e Derivados   | 19.941         | 6,4         | 20.162         | 5,5         | 21.102         | 5           |
| Urânio e Derivados           | 3.938          | 1,3         | 5.597          | 1,5         | 6.875          | 1,6         |
| <b>Energia Renovável</b>     | <b>131.329</b> | <b>42,1</b> | <b>156.380</b> | <b>42,8</b> | <b>180.961</b> | <b>42,5</b> |
| Hidráulica                   | 42.340         | 13,6        | 48.584         | 13,3        | 55.695         | 13,1        |
| Lenha e Carvão Vegetal       | 26.887         | 8,6         | 26.787         | 7,3         | 26.056         | 6,1         |
| Derivados Cana-de-Açúcar     | 481.164        | 15,4        | 59.189         | 16,2        | 72.626         | 17,1        |
| Outros                       | 13.939         | 4,5         | 21.821         | 6           | 26.583         | 6,2         |
| <b>Total</b>                 | <b>311.977</b> | <b>100</b>  | <b>365.081</b> | <b>100</b>  | <b>425.779</b> | <b>100</b>  |

Fonte: PDE (2023)

Em 2014, a participação do gás natural na matriz energética brasileira representava apenas 11,7 %. Era a quarta fonte de energia mais consumida no país, seguida do petróleo, derivados da cana-de-açúcar e hidráulica. A exploração do pré-sal, a ampliação da produção de fertilizantes e a perda de importância dos derivados de petróleo levará a 14,2% a participação dessa fonte no consumo final de energia em 2023. Mas em termos de investimentos na oferta, está previsto R\$ 3 bilhões, representando apenas 0,3% de todo o investimento em energia do país (PDE, 2023).

#### 4.3.2. Demanda nacional de gás natural

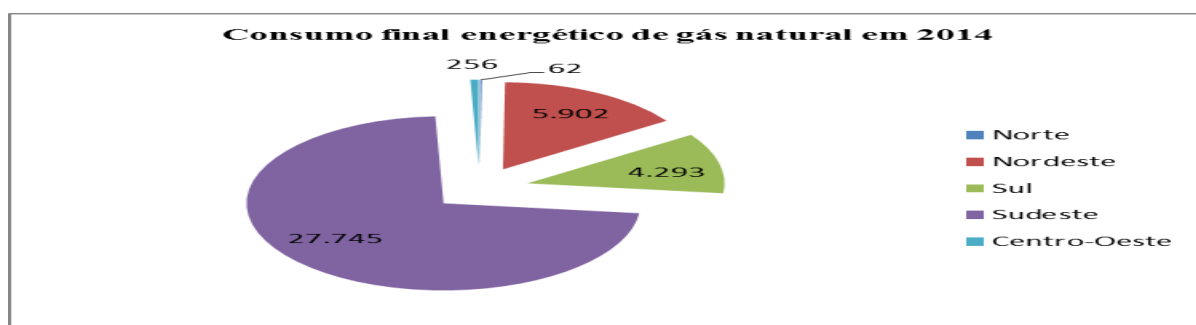
A projeção de demanda de energia é baseada nos cenários mundiais e nacionais, conjuntura macroeconômica, evolução do consumo dos setores da economia, demografia, eficiência energética e meio ambiente. É previsto uma duplicação na produção de petróleo e gás natural decorrente do pré-sal e no mercado do etanol é esperado uma expansão no próximo decênio devido ao aumento da frota de veículos flexfuel. Uma redução nos investimentos em novas unidades de geração de energia e de ganhos de produtividade da cana de açúcar impactará numa redução de oferta de etanol comparado com o plano anterior (PDE, 2023).

Para alcançar esses resultados, a economia brasileira necessitará de um crescimento sustentável, apoiada em investimentos de capital, inovação e aumento da formação e

capacitação de mão de obra. Contará com o Programa de Aceleração de Crescimento (PAC), com o Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT), aumento da poupança, investimentos em infraestrutura, destacando a exploração e produção de petróleo (PDE, 2023).

A demanda de energia também está sujeita a variações sazonais ao longo do ano, principalmente em países de clima temperado (POULALLION,1986). A Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), juntamente com pesquisas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do MME, projetam a demanda de gás natural levando em consideração a malha dos gasodutos, perspectivas de expansão, crescimento do setor industrial, comercial, residencial e de transportes. No gráfico 06 demonstra o consumo final energético de gás natural em m<sup>3</sup>/dia por região em 2014.

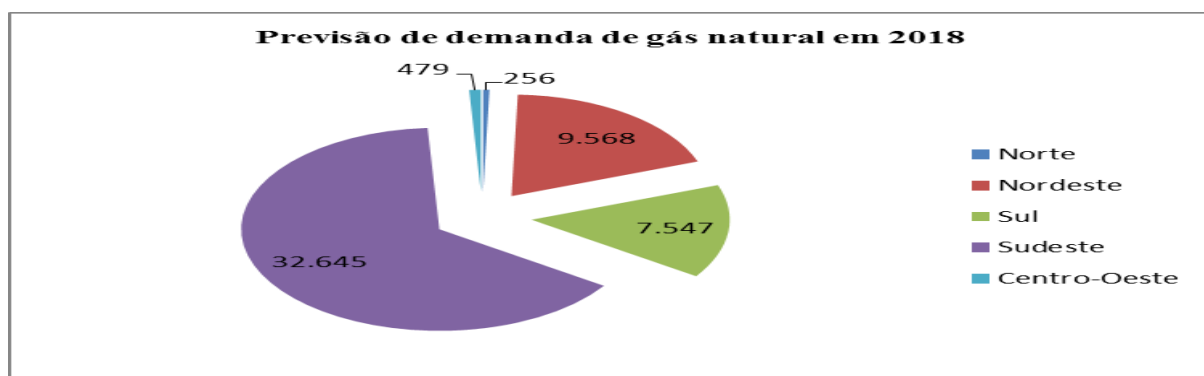
Gráfico 06: Consumo final energético de gás natural em m<sup>3</sup>/dia por região em 2014



Fonte: PDE (2023) e elaborado pela autora.

A região sudeste representa 78% de todo o consumo de gás no país, seguido da região nordeste com 15,42% (PDE, 2023). O Gráfico 07 representa uma previsão de demanda de gás natural por região em 2018. .

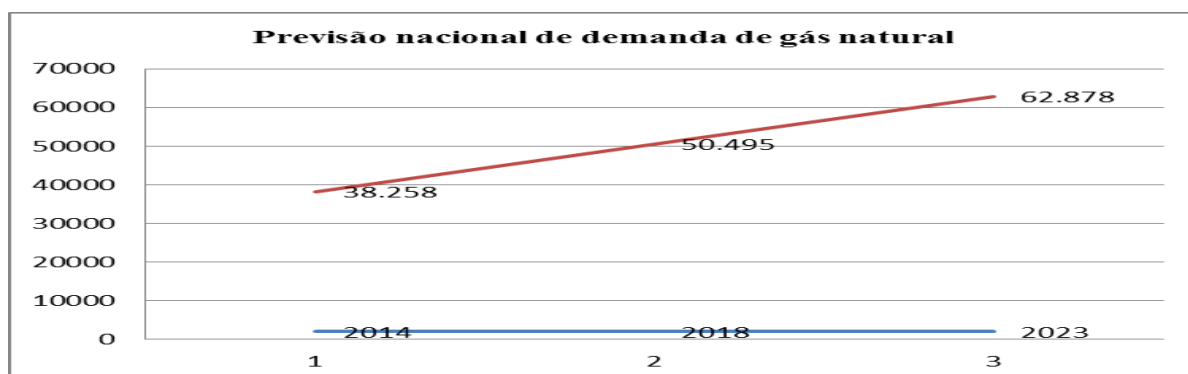
Gráfico 07: Previsão de demanda nacional de gás natural em m<sup>3</sup>/dia por região em 2018



Fonte: PDE (2023) e elaborado pela autora.

A região sudeste permanece na posição de maior consumidora do país, porém destaca-se a evolução no consumo das regiões sul e nordeste. Fato que se repete na previsão de demanda de gás natural para 2023. A previsão nacional de demanda é visualizada no Gráfico 08.

Gráfico 08. Previsão nacional de demanda de gás natural , 2014-2018-2023 em m<sup>3</sup>/dia



Fonte: PDE (2023) e elaborado pela autora.

O consumo nacional previsto para 2023, de acordo com o PDE é aproximadamente 63 milhões de m<sup>3</sup> diários. Inclui o consumo dos segmentos industrial, comercial, residencial e automotivo. O consumo final energético, o uso de gás como matéria-prima nas refinarias e indústrias de fertilizantes, na cogeração e na geração de energia elétrica também são utilizados para calcular a demanda. A Tabela 08 representa o consumo total de gás natural por setor em milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Tabela 08 - Consumo total de gás natural no Brasil por setor, no período 2014-2023 em milhões de m<sup>3</sup>/dia

| Setor                     | 2014 | 2018  | 2023  |
|---------------------------|------|-------|-------|
| Geração elétrica esperada | 26,2 | 15,7  | 23,4  |
| Cogeração                 | 2,7  | 3,2   | 4,1   |
| Matéria prima             | 7,6  | 15,3  | 17,5  |
| Indústria                 | 0,9  | 3,6   | 3,9   |
| FAFEN's e UFN's           | 2    | 4,4   | 4,4   |
| Refinarias                | 4,8  | 7,3   | 9,1   |
| Setor energético          | 9,1  | 15,6  | 18,1  |
| Residencial               | 1,1  | 1,6   | 2,2   |
| Comercial/Público/Agro    | 0,8  | 1,1   | 1,4   |
| Transportes               | 5,5  | 5,9   | 6,7   |
| Industrial                | 32,2 | 43,6  | 54,3  |
| Indústria em geral        | 30,9 | 41,9  | 52,5  |
| FAFEN's e UFN's           | 1,3  | 1,7   | 1,7   |
| Demanda total esperada    | 85,2 | 102,1 | 127,7 |

Fonte: EPE (apud PDE, 2023)

A cogeração demonstrada na Tabela 07 refere-se a industrial e comercial, não inclui produção de hidrogênio no consumo das refinarias (PDE, 2023). A geração termelétrica esperada é a referência para este cálculo e representa 18% dos 127,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia previstos para 2023. Espera-se 23 milhões de m<sup>3</sup>/dia diários necessários para a produção termelétrica esperada.

#### 4.4 FATORES DE EQUILÍBRIO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL

Nos mercados das commodities, é o mecanismo de preços sinalizados pelo mercado que equilibra a oferta e demanda dos produtos. A velocidade e a facilidade de obter esse equilíbrio variam de acordo com a commodity. No caso do gás natural esse equilíbrio é obtido pela flexibilidade e seus instrumentos. Tanto a oferta como a demanda apresenta comportamento preço-inelástico (PINTO JR, 2007).

Do lado da demanda, as variações de preços não reagem de forma imediata principalmente nos segmentos comerciais e domésticos, pois a partir do momento que optam pelo gás natural não há possibilidade de estocagem e substituir por outro tipo de fornecimento alternativo. Do lado da oferta, há um grau menor de inelasticidade em relação ao preço, embora tenda a esse comportamento. Isso é explicado pelos investimentos e produção e transporte que requerem longo prazo de maturação. A capacidade é projetada e uma elevação de preços só impactará a oferta a longo prazo (PINTO JR, 2007).

A variação dos níveis de consumo de gás natural contribui para a incerteza e os riscos do equilíbrio entre oferta e demanda. Porém essa variação geralmente é sazonal, principalmente nos países de clima frio e passível de previsão. Os instrumentos de flexibilidade são aplicados quando a sincronia entre oferta e demanda é dificultada. É a adaptação da oferta frente as variações sazonais e adaptações erráticas da demanda. Pelo lado da oferta há três tipos de instrumentos de equilíbrio: capacidade de variação de oferta, capacidade de estocagem e capacidade de estocagem no gasoduto (PINTO JR, 2007).

A capacidade de variação de oferta ocorre com investimento próprio em produção e transporte ou pela contratação de gás importado para suprir as variações de demanda. Quando a variação de oferta se dá através da produção própria, como o caso do campo Groningen na Holanda, há possibilidade de operação swing producer, ou seja, campos de gás não associado, com condições econômicas e geológicas favoráveis para adaptar a demanda (PINTO JR 2007).

A capacidade de estocagem em tanques de GNL ou reservatórios é uma necessidade de curto prazo para garantir a confiabilidade da oferta, ajustar o equilíbrio de oferta e demanda e obter a eficiência da rede. A capacidade de estocagem no gasoduto visa cobrir variações diárias da demanda. É fundamental quando há previsão de alteração de demanda. Na Inglaterra é utilizado para cobrir excessos de demanda até 3% da demanda total e 0,4% na Espanha (PINTO JR, 2007).

A indústria de gás natural brasileira apresenta algumas características do lado da oferta e que influencia num elevado custo para a oferta de flexibilidade, entre elas, a inexistência de capacidade de estocagem fora dos próprios dutos. Aproximadamente 75% da produção nacional vêm de campos de gás associado. Ao variar a produção de gás para atender a flexibilidade do setor termoeletrico iria impactar na produção de petróleo. A produção de gás não associado está concentrada na região amazônica, sem compensar a variação de demanda no Centro-Sul e Nordeste. Outra característica refere-se a variação da oferta do gás importado que apresenta um custo de oportunidade elevado devido a distância do centro consumidor (PINTO JR, 2007).

Pelo lado da demanda, os contratos são os instrumentos de flexibilidade de equilíbrio de oferta e demanda de gás natural. Os tipos de contrato variam de acordo com os critérios de continuidade e de duração. O contrato do tipo firme estabelece fornecimento de forma ininterrupta até o limite da capacidade contratada. O contrato interruptível prevê interrupção de serviço de acordo com as cláusulas específicas. São os mais adotados para o fornecimento de gás pelas distribuidoras. Suas cláusulas condicionais são decisões das mesmas e referem a descontos no preço em caso de redução ou interrupção. Esse tipo de contrato é mais eficiente em segmentos que utilizam o gás em caldeiras para geração de calor e eletricidade. Não é apropriado para os segmentos industrial, comercial e residencial. No Brasil, de acordo com a Lei nº 11.909 de 2009 conhecida com a Lei do Gás, é permitido contratos de tipo firme, em capacidade disponível; contratos do tipo interruptível em capacidade ociosa e contratos extraordinário, também em capacidade disponível (PINTO JR, 2007).

O contrato de longo prazo refere-se ao tempo de cobertura superior a um ano, podendo ser interruptíveis ou firmes, garantindo assim o alinhamento de preços. O contrato de curto prazo viabiliza o ajustamento da infraestrutura de gás natural, ajustando a oferta e demanda do produto, com contratos de menores prazos, geralmente até seis meses, de acordo com cada país. À medida que aumenta o número de agentes na compra e venda de gás, o volume de transações aumenta. Para o número de agentes não é condicionante para a criação desse tipo de mercado. Há necessidade de um mercado líquido, com oferta e capacidade de transporte

suficiente para a comercialização em qualquer circunstância. Além de reduzir custos de transação, esse tipo de mercado também reduz o risco de comportamentos oportunistas dos agentes e aumenta a eficiência da indústria de gás natural, pois reflete melhor as relações econômicas (PINTO JR, 2007).

O desenvolvimento do mercado de curto prazo estimulou a existência de *hubs*, ou seja, a concentração das transações de comercialização de gás natural. Possibilita a transação do gás de origem em outras zonas de produção. Interconexão entre gasodutos que transportam gás de diferentes bacias, capacidade de estocagem, facilidade de transporte, possibilidade de serviços auxiliares com balanceamento do sistema e transferência de titularidade de contratos são os serviços oferecidos pelos *hubs* (PINTO JR, 2007).

Nos mercados liberalizados, onde há acesso de terceiros na infraestrutura e abolição de monopólios e concessões, há dois tipos de hub. O *hub* virtual e o hub localizado em pontos específicos como o *Henry Hub* nos Estados Unidos. Até 2007 era considerado o maior do mundo, conectando 12 gasodutos e servindo de referência para contratos futuros do gás na Bolsa de Mercadoria Nimex (Pinto Jr, 2007). No Reino Unido existe o National Balancing Point, na Bélgica o Zeebrugge *Hub* e na Alemanha o Bunde *Hub*. Mas é o *Henry Hub* dos Estados Unidos que é referência para a comercialização de contratos de gás no mercado internacional (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

O *hub* virtual conecta transações entre agentes que estão dentro da rede de transportes através de contratos de injeção ou retirada de gás no sistema. Até 2007 havia nove *hubs* virtuais no Canadá e 28 nos Estados Unidos. São divididos em *hubs* de produção que servem de ponto de interconexão entre os gasodutos, os *hubs* de mercado que oferecem serviços de comercialização do gás natural no próprio local e os *hubs* de comercialização que permitem serviços de comercialização a longas distâncias, podendo incluir vários gasodutos e *hubs*. A existência da capacidade de estocagem aumenta a eficiência do hub e a comercialização pelo sistema eletrônico aumenta a velocidade das transações, tornando uma geração sistemática de sinalização de prelos que impacta no custo de oportunidade do gás (PINTO JR, 2007).

Outro mecanismo de flexibilizar a demanda é a revenda dos contratos nos mercados secundários. Este é o local onde ocorrem as negociações parciais ou totais dos contratos negociados no mercado primário. O valor do gás é diferente em todos os segmentos do mercado e varia de acordo com o mercado energético concorrente. No setor elétrico concorre diretamente com a hidroeletricidade, no setor industrial concorre com óleo combustível e eletricidade e no setor automotivo com a gasolina, o álcool e o diesel (PINTO JR, 2007).



Pinto Jr (2007) defende que a liberalização do mercado de gás natural impacta nos instrumentos de flexibilidade da demanda. Quanto maior for o número de consumidores livres para escolher seus fornecedores, maior será o número de transações, reduzindo assim o risco de comportamento oportunista entre compradores e vendedores e aumentando os contratos de curto prazo.

#### 4.5 PREVISÃO DE PREÇOS DE ENERGIA E GÁS NATURAL

O preço mundial da energia é baseado nos custos, políticas, necessidades e crescimento de cada país. Depende também do preço do petróleo, pois é o combustível dominante. Os preços dos outros combustíveis também estão atrelados ao petróleo. O baixo preço deste contribui para aumentar a demanda de energia e retardar a exploração de outros combustíveis (WILSON, 1978). Segundo Almeida (2006), há uma forte correlação entre os preços do petróleo e do gás natural, pois este último possui uma participação crescente no mercado de energia elétrica, e em muitas situações funcionam como produtos substitutos.

A produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia são atividades econômicas que precisam de preços adequados para remunerar os investimentos dos agentes econômicos.

Políticas dos governos são parâmetros para o cálculo do consumo e produção de energia, associados ao preço ou situação econômica, pois os governos modificam os preços de mercado através de controles diretos, impostos e cotas (WILSON, 1978). A livre concorrência entre fontes de energia é a base para a determinação dos preços do gás natural em todos os países. O gás natural, colocado à disposição de um consumidor final deve ter um custo de utilização tal que torne o seu vantajoso, quando comparado com as outras fontes de energia. Mesmo que não apresente o menor preço, mantém sua posição competitiva, pois exige menor investimento e menores custos operacionais (ABREU, 1999).

A relação de preços do gás natural Henry Hub com os preços do petróleo tipo Brent e a relação de competitividade dos preços do gás natural e óleo combustível de alto teor de enxofre são os meios para projeção dos preços do gás. A primeira relação ocorre devido às cláusulas de indexação utilizados em contratos de longo prazo. A consequência da competição entre os combustíveis é o preço well head, ou seja, o preço do gás na boca do poço. O preço ao produtor é determinado a partir do valor que garante a competitividade do gás junto ao usuário, reduzindo assim os custos, remuneração e impostos deste valor (ABREU, 1999).

A crise norte-americana e a expansão de reservas de gás natural nos Estados Unidos e Canadá a partir de 2008 foram dois fatores estruturais de extrema importância para a alta volatilidade de preços desde produtos, pois forçou a queda da demanda por energia e elevação da oferta e impactou na relação preço de petróleo e gás natural. Esses dois acontecimentos forçaram o deslocamento de preços no Henry Hub e os preços de petróleo Brent, mecanismos que são responsáveis pela projeção de preços de gás natural (PDE, 2023).

O aumento do gás natural não convencional nos Estados Unidos está modificando a correlação entre os preços de gás e petróleo, pois direciona a comercialização de GNL para outros países. O aumento do consumo na Europa e Ásia e a substituição de antigas usinas térmicas à carvão por gás natural poderá indicar um crescimento nos preços do gás natural nos próximos dez anos, de acordo com o PDE (2023).

O mercado brasileiro de gás natural além de estar na zona de influência de Henry Hub, utiliza o sistema Netback Value. Este sistema estima-se a média do preço internacional de gás natural internado no Brasil para definir seu preço na planta de liquefação. Considera a estimativa de preços de Catar, Nigéria e Trinidad e Tobago, que são importantes exportadores de GNL para o Brasil (PINTO JR, 2007).

O contrato de compra do gás boliviano através do Gasbol estabeleceu regras próprias de fixação de preços do gás natural, com valores mais elevados comparados com os preços praticados para o gás nacional. Estabeleceu também que a relação do preço do gás boliviano nos *city-gates* não poderia ultrapassar a 85% do preço do óleo combustível 1A por um período de 50 anos. O aumento do preço no petróleo em 1999 estimulou um acordo entre Petrobras e as empresas de gás canalizado para uma política de preços para superar as dificuldades de inserção do gás natural no mercado brasileiro, segundo Abreu (1999).

Em vários países, os dutos de transporte e o sistema de armazenamento de gás natural são considerados serviços públicos essenciais, concedidos pelo governo para evitar monopólios que geram limitações à livre concorrência no setor. Em países em que o mercado de gás natural é maduro, ocorre a desregulamentação do setor, onde usuários podem comprar o produto com o fornecedor que oferecer melhores condições e as atividades de transporte e distribuição ocorre mediante pagamento de tarifas regulamentadas (PINTO JR, 2007).

Quanto ao tipo de tarifas, há três formas: as tarifas baseadas na distância, as tarifas postais que desconsideram a distância e as tarifas do tipo entrada/saída com critérios de injeção e retirada de gás no sistema. A tarifa por distância reflete os custos reais do transporte pelo gasoduto entre produtor e consumidor. Na tarifa postal, todos os carregadores pagam a

mesma tarifa, independente de distância e viabiliza regiões aonde o gás não chegaria com preços competitivos (PINTO JR, 2007).

A tarifa tipo entrada/saída estabelece encargos de entrada e saída do sistema, reflete os custos do transporte e busca reduzir os custos de revenda no sistema e aumentar a concorrência. Segundo Pinto Jr (2007) no Reino Unido e na Itália esse sistema já é implantado. A tarifa entrada/saída e a postal foram utilizadas na Espanha e no Brasil no gasoduto Gasbol. O grau de concorrência não é o único critério para a tarifação. O tipo de rede também influencia, pois quanto maior é o número de pontos de injeção de gás, maior é a dificuldade de implantar tarifa postal.

#### 4.6 ASPECTOS DA INDÚSTRIA DO GÁS: REFORMA E REGULAÇÃO

A indústria do gás é dividida em dois estágios. O primeiro refere-se a fase de desenvolvimento da mesma até a liberalização iniciada na década de 90, com custos elevados de transação. O segundo estágio é marcado pela queda desses custos, com o processo de liberalização em andamento. Reduzido acesso à rede e rede imatura com baixa densidade, limitavam a expansão de rotas alternativas de transporte e distribuição do gás natural, gerando elevação dos custos e dos riscos de investimentos (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

Para guiar as transações nesses mercados, facilitar a interação entre os agentes e buscar liquidação simultânea a um custo mínimo foram criados dois modelos de comercialização: o descentralizado e o centralizado. O primeiro modelo baseia-se em transações bilaterais descentralizadas nos mercados competitivos, com preços eficientes e redução de custos totais. Essa descentralização força a regulação focar mais nas atividades de transporte e distribuição para proteger os consumidores finais do poder de mercado dos detentores dessas atividades. No modelo centralizado, as transações são coordenadas por um único operador, que garante que estas ocorram a um custo mínimo para toda a sociedade. Os participantes do mercado informam ao operador a quantidade e o preço que deseja adquirir ou vender para calcular o preço do sistema que liquida o mercado. O preço do sistema reflete o valor de mercado do gás (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

Para identificar qual é o modelo mais adequado, dependerá de uma análise do mercado de gás de cada país e das características dessa indústria. Comparar os dois modelos citados é necessário para contribuir nas propostas da regulamentação mais adequada. Países com mercado de gás bem desenvolvido geralmente utilizam o modelo descentralizado e os mercados pouco desenvolvido optam por modelo centralizado, para acelerar o

desenvolvimento de um mercado spot competitivo e facilitar a liquidação dos mercados de gás e de transporte. Os Estados Unidos e a maioria dos países optaram pelo modelo descentralizado devido a facilidade de implementação. O Reino Unido aplicou o modelo centralizado, de forma limitada (SILVA; CARPIO, 2006).

Poulallion (1986) defende que há muitos fatores que influenciam o comportamento do mercado de gás natural. Entre os fatores favoráveis destaca a política tarifária; legislação rigorosa na proteção do meio-ambiente; redução da dependência do petróleo, retomada da atividade industrial e novos mercados. Entre os fatores desfavoráveis cita a concorrência energética; custos crescentes de abastecimento; baixa atividade econômica e reestruturação industrial.

As formas de organização e os contratos utilizados na fase inicial da indústria gasífera visam reduzir os riscos de investimentos da infraestrutura de transporte e distribuição. Nos mercados maduros como América do Norte, Argentina e Reino Unido foram aplicados instrumentos para desenvolver esse tipo de indústria como constituição de monopólios territoriais, contratos de longo prazo e política de preços administrados. Porém a partir dos anos 80, sofreu alterações na sua estrutura através de monopólios e integração vertical, estimulando a liberalização dos mercados e a flexibilização dos contratos. O grau de maturação, separação dos segmentos competitivos, formas de acesso à infraestrutura, tarifas de transportes, grau de abertura dos mercados, regulação de contratos, grau de concentração são fatores de diferenciação de sua reforma (PINTO JR, 2007).

Nos países industrializados essa mudança está associada à globalização, focada no mercado e menor intervenção possível do Estado. Este ficou responsável pela regulação enquanto a iniciativa privada direcionava para as atividades comerciais. A competição visava a redução de preços e maior eficiência econômica. Nos países em desenvolvimento, o governo era incapaz de investir em infraestrutura, devendo priorizar o orçamento com serviços básicos. A reforma desta indústria buscava atrair o investimento privado para o desenvolvimento da infraestrutura (SILVA; CARPIO, 2006).

Muitos países em processo de reforma da indústria do gás liberalizaram seu mercado para o consumidor final. O *by-pass* é a liberdade do consumidor final de escolher seu fornecedor diferente da empresa de distribuição que detêm o monopólio ou concessão. Porém a maioria dos países possui número baixo de agentes livres, dificultando o desenvolvimento do mercado. Na Austrália, Espanha, Itália e Reino Unido as reformas estão muito avançadas concedendo o direito de escolha a todos os consumidores (PINTO JR, 2007).

As empresas de transporte e distribuição de gás natural adotaram a separação dos segmentos competitivos, para impedir uma assimetria de poder de mercado. Podem ser corporativas, onde os agentes econômicos podem ter participação cruzada em outras empresas que fazem parte da cadeia de transporte e distribuição. Nesse caso, o nível de intervenção regulatória é maior, para impedir comportamento discriminatório dos agentes envolvidos. Imposição de limites para transportar e distribuir, exigência de abertura de capital, não compartilhamento de colaboradores entre as empresas e restrições nos contratos foram medidas aplicadas em muitos países onde a participação cruzada foi permitida, como a Argentina, Austrália, Itália, Peru e Bolívia. Nos países com baixo nível de maturação da indústria do gás, há poucas participações cruzadas, pois os investimentos são destinados na construção e expansão de redes (PINTO JR, 2007).

Outro aspecto da indústria do gás são as formas de acesso à infraestrutura de transporte e distribuição. Este acesso pode ser negociado ou regulado. No primeiro caso ocorre quando terceiros tem acesso permitido, quando negociam com os transportadores e distribuidores as condições e tarifas de seus serviços. No acesso regulado, terceiros podem adquirir contratos com regras estabelecidas anteriormente e submetem às tarifas e serviços disponíveis no mercado. A maioria dos países com indústria de gás natural madura optou pelo acesso regulado e os países com baixo nível de maturação optaram pelo acesso negociado (PINTO JR, 2007).

No caso do Brasil e Bolívia há outro modelo de concessão que é a distribuição por exclusividade. Desde a década de 50, o setor de petróleo e gás natural tinha caráter monopolista, sendo a Petrobras a única empresa responsável pela exploração e produção. A reforma dessa indústria na década de 90 gerou transformações institucionais e estruturais para captar investidores privados e ingressar novos agentes competitivos. Em outros países, além da exclusividade, prevalecem os mecanismos de sanção e incentivo, caso da Itália e Estados Unidos, onde as indústrias de energia desenvolveram por concessões das prefeituras. A Colômbia opera com pequenas áreas de concessão para distribuição do gás natural, principalmente as regiões metropolitanas (PINTO JR, 2007).

A regulação de contratos é outro aspecto da indústria do gás natural. Os países com indústria madura estabelecem uma regulação *ex-ante* dos contratos de gás e buscam padroniza-los para reduzir barreiras de comercialização com os contratos de curto prazo. Os países com indústria não madura, a regulação dos contratos, quanto existir, é realizada de forma *ex-post*. Também ocorre através de livre negociação entre os agentes, não havendo necessidade de um regulador, como é o caso da Bolívia, Chile, Peru e Uruguai. Na Argentina,

Austrália, Brasil, Colômbia, Espanha e Itália os reguladores devem aprovar os contratos e podem estabelecer regras para elaboração dos mesmos. No Brasil são adotados de longo prazo e não permitem ajustes frequentes de preços de acordo com o valor de mercado (PINTO JR, 2007).

As formas de organização industrial e os tipos de contratos no Brasil na década de 80 e 90 não existem mais. Liberalização de preços dos combustíveis concorrentes, esgotamento de financiamento baseado no crédito externo a empresas estatais, privatização parcial dos ativos das empresas de energia, formação de grandes grupos internacionais para disputar o mercado, integração energética regional e evolução tecnológica foram os fatores que impulsionaram a reforma da indústria brasileira de gás natural (PINTO JR, 2007).

As novas relações comerciais da indústria brasileira do gás natural foram coordenadas através da substituição do modelo regulatório com tarifas reguladas em todos os segmentos para um novo mecanismo de mercado para determinar os preços. A reforma, além de estimular a concorrência, impactou na forma de comercialização do produto e no desenvolvimento de um mercado *spot*, ou seja, mercado onde há transações multilaterais através de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo. Esse tipo de mercado visa transmitir eficiência de preços do valor de mercado do gás, tornando-o competitivo. Quando o preço *spot* induz os agentes a equilibrar a oferta e demanda do produto ao menor custo, significa que o mercado *spot* funciona de forma eficiente. As reformas para induzir a concorrência na indústria de gás e oferta desconcentrada, capacidade de armazenamento suficiente, padronização de contratos e sistema de comércio eletrônico são fatores que viabilizam um mercado *spot* (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

A assimetria de informações e a interdependência sistêmica contribuem para elevação da incerteza e os riscos de comportamentos oportunistas em investimentos específicos e inferiores ao retorno esperado. Esse tipo de comportamento impacta também no aumento do custo de transação entre os agentes. De acordo com a Teoria de Williamson, esse custo elevado na fase inicial de desenvolvimento da indústria do gás força um arranjo hierárquico e institucional para coordenar essas transações, eliminando assim conflitos de interesse, e é focado nos incentivos para reduzir a incerteza comportamental (ALMEIDA; TUJEEHUT, 2006).

Segundo Silva e Carpio (2006) a indústria do gás natural é marcada por uma longa histórica de intervencionismo estatal e a verticalização vertical foi uma característica, devido aos elevados investimentos com retorno no longo prazo. Cremer e Laffont apud Silva e Carpio (2006) destacam o papel da regulação nos mercados de gás natural sob competição

perfeita e imperfeita. Apresentaram um modelo de referência para precificação do transporte de gás natural nos mercados competitivos. Como os preços e capacidade de transporte são determinados pelo operador de transporte, estudaram a dimensão da rede de transporte e apontaram a possibilidade de construir uma capacidade de transporte excedente para evitar o poder de mercado desse agente. Austvil (2003) (apud Silva e Carpio, 2006) afirma que na Europa, a existência de um jogo entre regulador e transportadores, com cooperações e conflitos influenciam a regulação. Os transportadores buscam coalizações entre si para combater as intervenções e influenciar a definição do regime regulatório.

A necessidade de aperfeiçoamento das normas vigentes, revisões de portarias e resoluções da ANP no campo regulatório deve-se ao aumento da participação do gás natural na matriz energética. O marco regulatório brasileiro surgiu a partir da Constituição Federal de 1988, artigo 177. Em 1993, o Ministério de Minas e Energia assinou um protocolo onde os estados realizavam concessões de distribuição às empresas públicas ou mistas na qual foram realizadas no período 1994-1996. As emendas constitucionais 5º e 9º de 1995, determinaram o fim do monopólio da Petrobras e a competência de distribuição de gás natural passa a ser responsabilidade dos estados (PINTO JR, 2007).

A Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo, institui a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Prevê a multiplicidade de produtores e importadores de gás e regulamenta o desenvolvimento dos mecanismos de flexibilidade de demanda. A lei não estabelece restrição quanto à forma de concessão e concentração do mercado na produção e importação (PINTO JR, 2007). Flexibilizou também o monopólio da União nas atividades de exploração, produção, transportes, refino e comércio exterior de petróleo, seus derivados e de gás natural (PACHECO, 2006).

Em 1998, as portarias 43, 169 e 170 da recém-criada ANP estabelecem a importação de gás natural, o acesso à rede e a construção e ampliação das mesmas, respectivamente. Em 2000, a portaria 118 determinou a distribuição de GNL e a portaria 243, a distribuição de GNC. No ano seguinte os preços dos hidrocarbonetos foram liberados e a portaria 254 foi criada para resolver conflitos. Em 2003 foi estabelecido o procedimento de envio de informações referente à atividade de transporte, compra e venda de gás natural ao mercado e ao regulador. No ano seguinte, a EPE foi criada através da Lei 10.847. Até 2006, o governo brasileiro não possuía um marco regulatório para disciplinar as concessões estaduais de distribuição de gás natural e a Petrobras que determinava e possibilitava as empresas estatais de realizar atividades ao longo da cadeia gasífera (PINTO JR, 2007).

O novo marco regulatório surgiu com a Lei nº 11.909/2009, conhecida como a Lei do Gás, na qual dispõe sobre as atividades de transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Essa lei versa que essas atividades podem ser exercidas por empresas ou por consórcio de empresas, constituídas sob as leis brasileiras. Tanto o MME com a ANP podem expedir normas complementares para implementar esse novo marco regulatório.

A Lei 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo, versa que o acesso e a tarifa de transporte eram negociados entre as partes, a importação e transporte eram autorizados pela ANP, a comercialização era livre e os contratos eram enviados para a agência reguladora depois de firmados. Com a Lei do Gás, o acesso para o transporte firme foi definido em chamada pública e o transporte interruptível passou a ser regulados pela agência. As tarifas de transporte são estabelecidas pela mesma em casos de concepção ou aprovadas em caso de autorização. A comercialização que antes era livre agora passa a ser autorizada, o transporte é concedido e os contratos são aprovados previamente pela ANP. A importação passa a ser autorizada pelo Ministério de Minas e Energia. Percebe-se assim que a Lei do Gás atribui novas responsabilidades à ANP, além de promover licitações. Detalhou também os termos de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, já introduzido pela Lei do Petróleo, permitindo concorrência para estimular o setor.

A Lei nº 11.909/2009 determina que o transporte é exercido por dois regimes: concessão, precedida por licitação ou autorização. O primeiro é aplicado a todos os gasodutos que são considerados de interesse geral e a autorização é aplicada nos gasodutos que envolvam acordos internacionais. Qualquer empresa desde que possua autorização da ANP poderá realizar importação e exportação de gás natural e investir em infraestrutura de transportes. O Estado de São Paulo criou uma agência reguladora específica para o setor energético, a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE). Elabora portarias que disciplina a atividade de distribuição e prevê a liberalização do mercado de gás no estado, porém o consumidor livre arcará com a dupla margem de comercialização: da antiga empresa fornecedora e do novo fornecedor. Para os demais estados não está previsto consumidores livres (PINTO JR, 2007). No estado catarinense existe a Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (AGESC).



## **5 SCGÁS DISTRIBUIDORA DE GÁS NATURAL EM SANTA CATARINA**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

Em Santa Catarina existe a Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), responsável pela distribuição de gás canalizado. Em 2014 completou vinte anos de fundação e quatorze anos de atuação no Estado. Seu objetivo é democratizar o uso de gás natural em todo território catarinense, levando uma fonte de energia limpa a todos os segmentos.

Com a finalidade de analisar os desempenhos da companhia, esse capítulo divide-se em sete seções. A primeira seção refere-se a evolução da empresa e sua composição acionária. A segunda e a terceira seção tratam-se do desempenho comercial, econômico e financeiro respectivamente. A quarta seção aborda o nível de investimento em extensão de rede da companhia. A quinta seção demonstra as pesquisas realizadas com várias instituições de ensino. A sexta seção apresenta a gestão administrativa, a sétima seção a responsabilidade social na comunidade que atua e a oitava e última seção abrange a regulação do setor em Santa Catarina e a importância da agência reguladora.

### **5.2 FORMAÇÃO E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA SCGÁS**

A companhia catarinense de distribuição de gás foi constituída em 25 de fevereiro de 1994 através da Lei nº 8.999/93 e a concessão dos serviços de distribuição ocorreu conforme o artigo 25, parágrafo 2º da Constituição Federal. O primeiro contrato de concessão foi firmado com a Petrobras em 28/03/1994 com prazo de vigência de cinquenta anos. O contrato de fornecimento de gás natural foi assinado em julho de 1996, com dois aditivos, um realizado em fevereiro de 2007 e outro em julho de 2012 (SCGÁS, 2008;2012).

Em 1997 iniciou a construção do Gasbol, gasoduto Bolívia-Brasil e dois anos depois iniciaram as obras para a implantação da rede de gás natural no Estado. Em 2000, após a conclusão do Gasbol e as redes de distribuição, iniciou a construção das estações e as operações da empresa. Em abril daquele ano houve a interligação dos primeiros clientes industriais como a Döhler, Eliane, Duas Rodas, Karsten, Itagres e Portobello (SCGÁS, 2014).

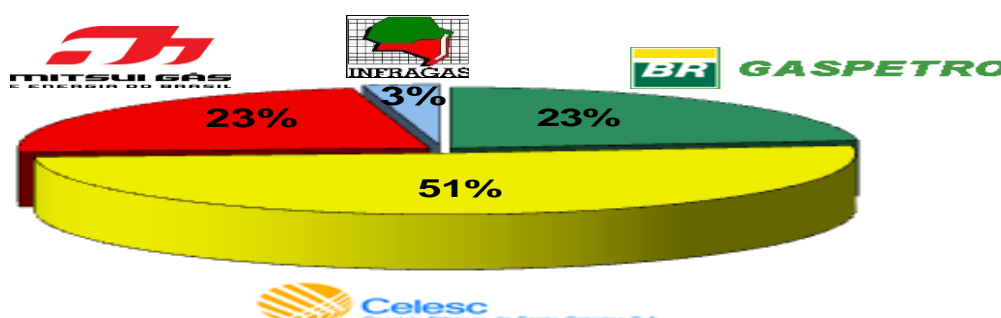
Em fevereiro de 2001 o Colégio Elias Moreira de Joinville, foi o primeiro cliente do segmento comercial a ser interligado e em agosto o primeiro posto com GNV em Jaraguá do Sul. Em 2003 concluiu a obra do gasoduto em direção a São Bento do Sul e em 2005 foi interligado o primeiro cliente no segmento residencial, o Condomínio Könttop em Joinville.

Em 2007 é interligado o primeiro cliente no segmento veicular por meio de GNC, o Posto Balpendi em Itajaí e o gás natural chega à Florianópolis através do Projeto Ilha (SCGÁS, 2014)

Em 2008 é eleita a melhor distribuidora de gás natural do Brasil pela Revista Veja e o primeiro cliente residencial em Florianópolis e o primeiro posto de GNV na Serra Catarinense são interligados. Em 2009 ocorre a ligação do Beira Mar Shopping, lançamento das obras para o mercado urbano em Criciúma e a chegada do GNV no Oeste (SCGÁS, 2008).

No início do contrato, as ações totais eram divididas entre a GASPETRO da Petrobras com 32%, Gaspart, atual Mitsui com 32%, Estado com 34% e Infragás com 2% das ações. Em 09/11/1994 um acordo foi assinado pelos acionistas ampliando o capital social da companhia, possibilitando uma nova composição acionária, sem aprovação da Assembleia Legislativa. (AGESC, 2015). Em 25/06/2007, o Estado transfere ações para a Celesc e o novo desenho acionário passa a ser composta pelas empresas Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A (CELESC), Petrobrás Gás S/A (GASPETRO), Mitsui Gás e Infragás ([www.agesc.sc.gov.br](http://www.agesc.sc.gov.br)). A CELESC detêm 1.827.415 ações somente na forma ordinária, que representa 17% do total das cotas, a GASPETRO e a Mitsui possui 824.128 ações ordinárias e 3.583.165 presenciais cada uma, onde cada empresa é responsável por 41% das cotas totais e as 107.496 das ações ordinárias pertencem a Infragás, acionista que representa 1% das cotas da companhia, conforme Figuras 25, 26 e 27 (SCGÁS, 2014).

Figura 25 - Ações ordinárias da SCGÁS de Santa Catarina em 2015



Fonte: SCGÁS (2014)<sup>23</sup>

As 3.583.157 ações ordinárias representam 1/3 do total das ações da empresa e são classificadas como patrimônio líquido (SCGÁS, 2014)

<sup>23</sup>Disponível em: <<http://www.scgas.com.br/uploads/RelAdmSCGAS2014.pdf>>. Acesso em 15 jun.2015.

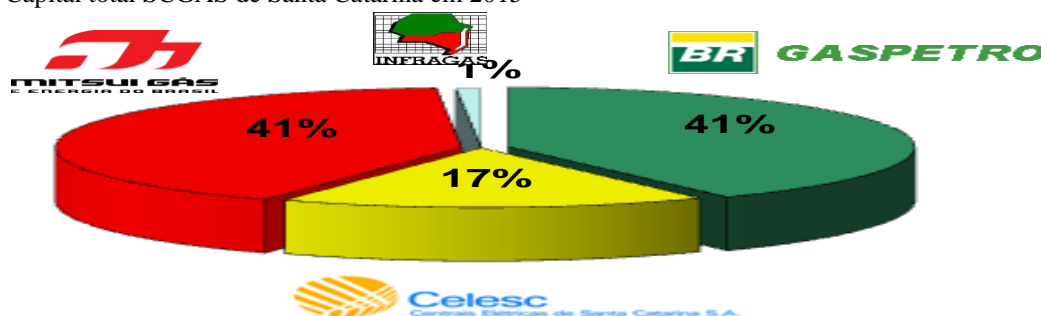
Figura 26 - Ações preferenciais da SCGÁS de Santa Catarina em 2015



Fonte: SCGÁS (2014)<sup>24</sup>

As 7.166.330 ações preferenciais representam 2/3 das cotas totais e são classificadas como patrimônio líquido caso seja não resgatável ou somente resgatável à escolha da empresa (SCGÁS, 2014).

Figura 27 - Capital total SCGÁS de Santa Catarina em 2015



Fonte: SCGÁS (2014)<sup>25</sup>

Em 27/03/2013 a justiça autorizou por meio de liminar que o Estado retomasse o controle acionário da SCGÁS, ou seja, a maior parte das ações da empresa de economia mista voltem para o poder público. O motivo dessa decisão é que a SCGÁS não repassou nos últimos 12 anos os lucros proporcionais ao patrimônio, estimados em R\$ 77 milhões. Após auditorias verificou que a companhia teria cobrado indevidamente R\$ 100 milhões desde o início da sua operação (DIÁRIO CATARINENSE, 29/04/13).

<sup>24</sup>Disponível em: <<http://www.scgas.com.br/uploads/RelAdmSCGAS2014.pdf>>. Acesso em 15 jun.2015.

<sup>25</sup>Disponível em: <<http://www.scgas.com.br/uploads/RelAdmSCGAS2014.pdf>>. Acesso em 15 jun.2015.

### 5.3 DESEMPENHO COMERCIAL DA SCGÁS

O gás distribuído pela SCGÁS é procedente da Bolívia através do GASBOL e operado pela transportadora TBG. A companhia fornece gás natural para o segmento industrial, que é composto principalmente pelos setores cerâmico, vidro e cristais, metal-mecânico e têxtil, além dos segmentos comercial, residencial e veicular. Em todo o período analisado, a empresa apresentou uma evolução gradativa no volume distribuído conforme demonstrado na Tabela 09 (SCGÁS, 2005).

Tabela 09 - Volume médio das vendas de gás natural em Santa Catarina em 2003-2014 em mil m<sup>3</sup>

| Ano/Segmento | Industrial | Automotivo | GNC    | Comercial | Residencial | Total     |
|--------------|------------|------------|--------|-----------|-------------|-----------|
| 2003         | 789        | 51.000     |        | 0,11      |             | 840       |
| 2004         | 949        | 109        |        | 0,77      |             | 1059      |
| 2005         | 1.073      | 219        |        | 2         | 0,03        | 1.294     |
| 2006         | 1.126.981  | 301.598    |        | 4.279     | 67          | 1.432.925 |
| 2007         | 1.174.332  | 347.593    | 6.543  | 7.548     | 206         | 1.536.222 |
| 2008         | 1.198.998  | 334.221    | 24.480 | 10.185    | 206         | 1.568.090 |
| 2009         | 1.211.874  | 321.792    | 33.588 | 10.325    | 595         | 1.578.174 |
| 2010         | 1.367.644  | 360.240    |        | 12.722    | 820         | 1.741.426 |
| 2011         | 1.449.691  | 368.612    |        | 15.187    | 1.084       | 1.834.574 |
| 2012         | 1.474.366  | 348.593    |        | 16.121    | 1.427       | 1.840.507 |
| 2013         | 1.515.821  | 313.222    |        | 17.174    | 2.010       | 1.848.227 |
| 2014         | 1.522.096  | 275.616    |        | 16.896    | 2.277       | 1.816.885 |

Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

O setor industrial representa em média 80% de todo o volume total consumido, com destaque em 2005 com 83%. Predominou aumento da participação de mercado até 2005, em 2006 sofreu perda de participação devido a expansão de outros segmentos, principalmente o automotivo. As fortes chuvas e deslizamentos que atingiram o estado no período de novembro e dezembro de 2008 resultaram na paralização de fornecimento de gás natural, impactando em 219 mil m<sup>3</sup>/dia e 491 mil m<sup>3</sup>/dia nesses dois meses, contribuindo de forma negativa no volume de vendas no setor. Manteve-se estável até 2009 quando voltou a apresentar crescimento no volume de vendas. Em 2014 representou 83,8% das vendas totais e um baixo crescimento de 0,4% comparado com o ano anterior (SCGÁS, 2008).

O setor automotivo foi destaque em 2005 devido ao crescimento do número de conversões de veículos para GNV. De acordo com o Instituto do Petróleo e Gás (IBP), Santa Catarina registrou nesse ano o maior crescimento do país, com 36 mil veículos convertidos. A

expansão do segmento apresentou elevação gradativa devido ao aumento do número de postos GNV, número de veículos convertidos e de municípios atendidos. O GNC apresentou um crescimento recorde de 274% em 2008. Em 2010 atingiu o patamar de 360 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Em 2014 manteve o número de postos e cidades atendidas, mas apresentou uma queda de 12% no volume médio de vendas. Essa queda ocorreu em virtude do controle dos preços da gasolina, elevação de 5% da alíquota de ICMS e queda no número de veículos convertidos (SCGÁS, 2005;2010 e 2014).

A utilização de gás natural em hotéis, motéis, restaurantes, hospitais, lavanderias e panificadoras contribuíram para a elevação da participação do segmento comercial, apresentando um crescimento crescente no volume de vendas em todos os anos no período analisado. Porém em 2014 houve uma retração nas vendas de 1,6% justificada pela migração de alguns clientes para o segmento industrial. Aliado com a queda do setor automotivo representou uma contração de 1,7% na demanda (SCGÁS, 2014).

Em 2007 iniciou as obras de implantação de rede de distribuição de gás natural residencial na região insular da capital catarinense e nos dois anos posteriores ocorreram nas outras regiões de Florianópolis, além de Criciúma, São José e Tubarão. Em 2010 o Projeto Criciúma Residencial, campanha de incentivo ao uso de gás natural nas residências, impactou em 20% a mais na meta de vendas do projeto.

Até 2013 estava atendendo os municípios de Içara e Palhoça e em 2014 já estava atendendo os municípios de Joinville, Florianópolis, Criciúma, Itajaí, Palhoça e Tubarão, apresentando um acréscimo de 13,3% nas vendas (SCGÁS, 2013;2014).

Conversões de gás natural, apoio técnico e melhorias na qualidade das prospecções influenciaram a elevação de consumo e aumento do número de clientes ao longo do período. A Tabela 10 demonstra a evolução do número de clientes no período de 2004 a 2014, nos segmentos industrial, automotivo, comercial e residencial.

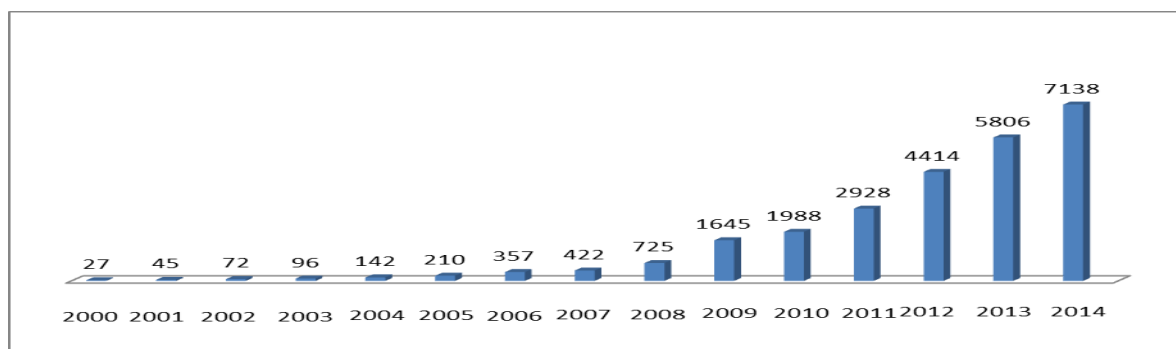
Tabela 10 - Evolução do número de clientes por segmento em Santa Catarina de 2004-2014

| Ano/Segmento | Industrial | Automotivo | Comercial | Residencial | Total |
|--------------|------------|------------|-----------|-------------|-------|
| 2004         | 100        | 30         | 12        |             | 142   |
| 2005         | 120        | 51         | 39        |             | 210   |
| 2006         | 125        | 69         | 64        | 99          | 357   |
| 2007         | 137        | 91         | 93        | 101         | 422   |
| 2008         | 154        | 107        | 119       | 345         | 725   |
| 2009         | 177        | 128        | 163       | 1177        | 1645  |
| 2010         | 194        | 131        | 197       | 1466        | 1988  |
| 2011         | 210        | 132        | 221       | 2.365       | 2928  |
| 2012         | 221        | 136        | 255       | 3.802       | 0     |
| 2013         | 218        | 136        | 266       | 5.186       | 5806  |
| 2014         | 227        | 136        | 260       | 6.515       | 7138  |

Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

No período analisado, todos os segmentos apresentaram acréscimo de clientes, porém o segmento residencial, destaca-se dos demais, devido à política da companhia em ampliar a base de clientes. O Gráfico 09 apresenta a evolução total dos mesmos.

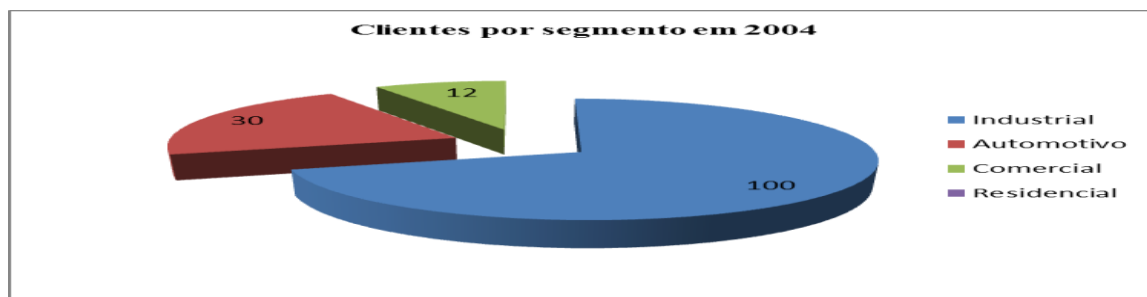
Gráfico 09 - Evolução do número total de clientes da SCGÁS, Santa Catarina de 2000-2014



Fonte: Suporte Técnico da SCGÁS.

A SCGÁS apresentou uma evolução de 27 clientes no ano 2000 para 7138 em 2014, uma taxa média de crescimento de 145%. O Gráficos 10 demonstra a evolução do número de clientes por segmento em 2004 (SCGÁS, 2005).

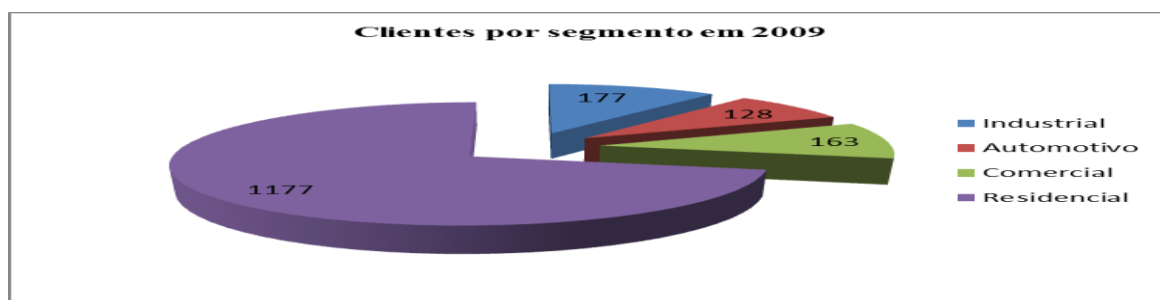
Gráfico 10 - Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2004



Fonte: Relatório da Administração da SCGÁS (2005) e elaborado pela autora.

Em 2004, o segmento industrial detinha a maior participação de clientes do setor. No gráfico 11, Evoluiu de 27 clientes no ano 2000 para 7138 em 2014, uma taxa média de crescimento de 145%. Os Gráficos 11 demonstram a evolução do número de clientes por segmento em 2009 (SCGÁS, 2009).

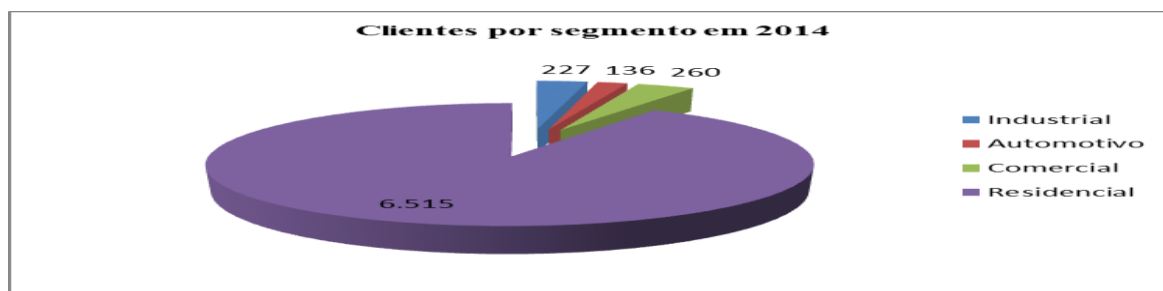
Gráfico 11 - Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2009



Fonte: Relatório da Administração SCGÁS (2009) e elaborado pela autora.

No período de 2004 a 2009 verifica-se uma evolução do número de clientes do segmento residencial, devido à política de diversificação de mercado. O segmento industrial perdeu espaço para o segmento residencial. Este último passou de zero em 2004 para 1177 em 2009. O gráfico 12 apresenta a evolução do número clientes por segmento em 2014

Gráfico 12 - Número de clientes da SCGÁS por segmento em 2014



Fonte: Relatório da Administração da SCGÁS (2014) e elaborado pela autora.

A estratégia da SCGÁS em diversificar o mercado e ampliar a base de clientes é fruto do baixo desempenho da economia nacional e local ao longo do período em análise. Todos os segmentos apresentaram uma evolução positiva. A Tabela 11 apresenta a estratificação do mercado da companhia em relação ao volume distribuído por segmento. O segmento residencial teve o maior crescimento na participação do mercado, porém o setor industrial ainda concentra o maior número de volume distribuído, destacando os setores metal-mecânico, cerâmico e têxtil.

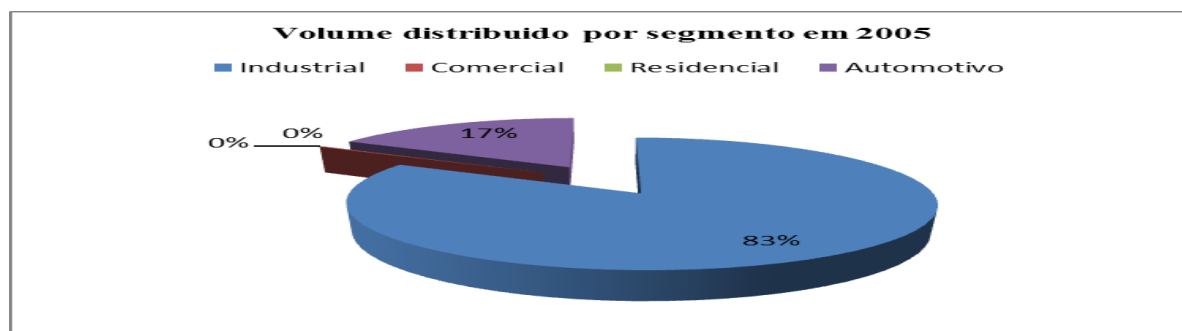
Tabela 11 - Estratificação do volume distribuído pela SCGÁS de 2005-2014 em %

| Segmento | Industrial |                   |            |        |        |       | Comercial | Residencial | Automotivo |
|----------|------------|-------------------|------------|--------|--------|-------|-----------|-------------|------------|
| Ano      | Cerâmico   | Vidros e Cristais | Metal-Mec. | Têxtil | Outros | Total |           |             |            |
| 2005     | 51,1       | 8,2               | 12,7       | 9,3    | 1,7    | 83    | 0,2       | 0,002       | 16,9       |
| 2006     | 47         | 7,4               | 13,7       | 8,2    | 2,4    | 78,7  | 0,3       | 0,005       | 21         |
| 2007     | 45         | 7,2               | 13,6       | 7,9    | 2,7    | 76,4  | 0,4       | 0,005       | 23         |
| 2008     | 45,8       | 7                 | 13,7       | 6,9    | 3,1    | 76,5  | 0,6       | 0,013       | 22,9       |
| 2009     | 46,4       | 6,8               | 12,3       | 7,5    | 3,7    | 76,7  | 0,7       | 0,04        | 22,5       |
| 2010     | 46,3       | 6,3               | 14,8       | 7,6    | 3,5    | 78,5  | 0,7       | 0,05        | 20,7       |
| 2011     | 46,3       | 6,2               | 15,6       | 7,4    | 3,6    | 79,1  | 0,8       | 0,06        | 20,1       |
| 2012     | 45,7       | 6                 | 16         | 8,5    | 3,9    | 80,1  | 0,9       | 0,08        | 18,9       |
| 2013     | 46,9       | 6,2               | 16         | 8,4    | 4,5    | 82    | 0,9       | 0,11        | 17         |
| 2014     | 49,0       | 6,6               | 15,5       | 8,5    | 4,2    | 83,8  | 0,9       | 0,13        | 15,1       |

Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

O segmento industrial manteve a participação no volume distribuído ao longo do período. O segmento residencial foi responsável pela elevação do número de clientes, mas sua participação ainda é muito baixa, apenas 0,13% do total do volume distribuído pela companhia. O Gráficos 13 demonstra a evolução do volume distribuído por segmento em 2005.

Gráfico 13 - Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2005 em %

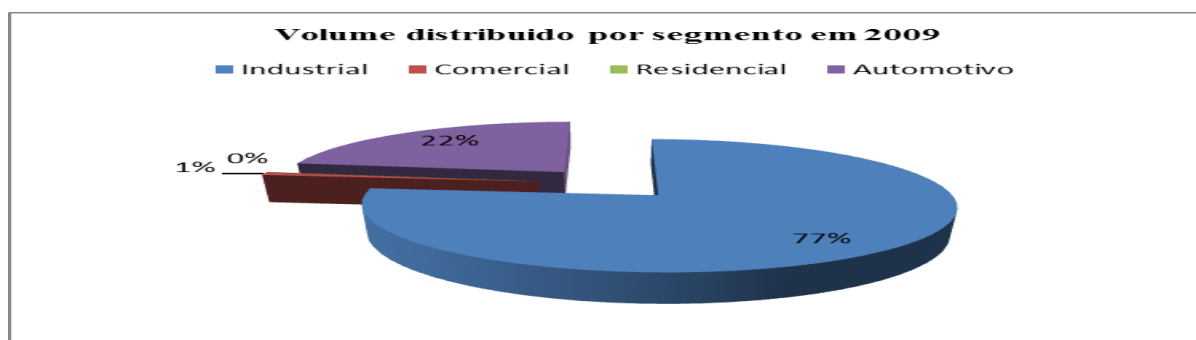


Fonte: Relatório da Administração da SCGÁS (2005) e elaborado pela autora.



O segmento industrial é a atividade econômica que mais consome gás natural no estado, responsável por aproximadamente 80% de todo volume distribuído no Estado. O Gráfico 14 apresenta a porcentagem do volume de gás distribuído em Santa Catarina em 2009.

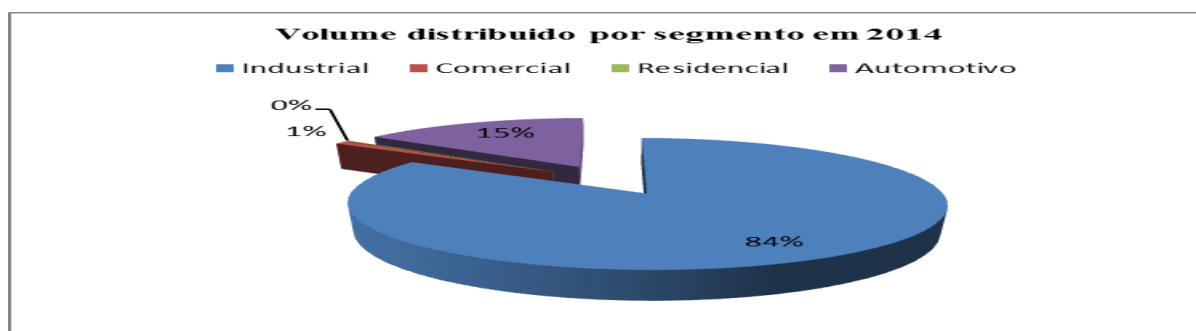
Gráfico 14 - Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2009 em %



Fonte: Relatório da Administração da SCGÁS (2009) e elaborado pela autora.

No período de 2004 a 2009 apresentou uma evolução no consumo do setor automotivo, devido ao número de veículos convertidos. O Gráfico 15 apresenta o volume de gás distribuído em 2014 por segmento

Gráfico 15 - Volume de gás natural distribuído pela SCGÁS por segmento em 2014 em %



Fonte: Relatório da Administração da SCGÁS (2014) e elaborado pela autora.

O volume distribuído no setor industrial mantém-se estável no período de 2004 a 2014.

#### 5.4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA SCGÁS

O demonstrativo de resultado e o fluxo de caixa são considerados duas ferramentas importantes para apresentar uma síntese das atividades operacionais e não operacionais de qualquer empresa. O fluxo de caixa demonstra onde foram aplicados os recursos. A tabela 12

apresenta o demonstrativo de resultado resumido. Foram explorados as receitas líquidas, o custo dos produtos vendidos, o resultado bruto, as despesas operacionais, o resultado financeiro, o resultado do exercício e outros itens.

Tabela 12 - Demonstrativo de resultado resumido da SCGÁS de 2003-2014 em reais mil

| Descrição                          | 2003    | 2004    | 2005    | 2006    | 2007    | 2008     | 2009    | 2010    | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Receitas Líquidas                  | 198.612 | 244.388 | 299.580 | 370.643 | 400,78  | 409.017  | 442.721 | 453.307 | 489.370 | 588.391 | 669.837 | 709.861 |
| Custo dos Prod. Vendidos           | -       | -       | -       | -       | -279,03 | -332.361 | -       | -       | -       | -       | -       | -       |
|                                    | 163.029 | 159.251 | 214.533 | 274.574 |         |          | 330.640 | 310.988 | 395.550 | 525.485 | 600.862 | 622.307 |
| Resultado Bruto                    | 35.583  | 85.137  | 85.047  | 96.069  | 121.748 | 76.656   | 112.081 | 142.419 | 93.820  | 62.906  | 68.975  | 87.554  |
| Despesas Operacionais              | -6.238  | -8.944  | -10.998 | -30.450 | -12.918 | -14.464  | -19.904 | -25.572 | -29.544 | -27.668 | -27.503 | -34.886 |
| Res. Ope. Antes do Res. Financeiro | 29.345  | 76.193  | 74.049  | 65.619  | 108.830 | 62.192   | 92.177  | 116.747 | 64.276  | 35.238  | 41.472  | 52.668  |
| Resultado Financeiro               | -6.778  | -7.716  | 5.507   | 112     | -3.641  | -12.486  | 9.751   | 4.695   | 1.482   | 516     | 1.264   | 2.842   |
| Lucro Operacional                  | 22.567  | 68.477  | 79.556  | 65.731  | 105.189 | 49.706   | 101.928 | 121.442 | 65.758  | 35.754  | 42.736  | 55.510  |
| Despesas/Receitas não operacional  | 5       | -28     | 2       | -11     | 83      | -12      |         |         |         |         |         |         |
| IR e Contribuição Social           | -7.650  | -23.249 | -27.026 | -23.879 | -39.124 | -12.374  | -35.086 | -40.664 | -21.777 | -12.146 | -11.318 | -14.768 |
| Reversão de Juros sobre K próprio  | 3.840   | 2.472   |         |         |         |          |         |         |         |         |         |         |
| Resultado do Exercício             | 18.762  | 47.672  | 52.532  | 41.841  | 66.148  | 37.320   | 66.842  | 80.778  | 43.981  | 23.608  | 31.418  | 40.742  |

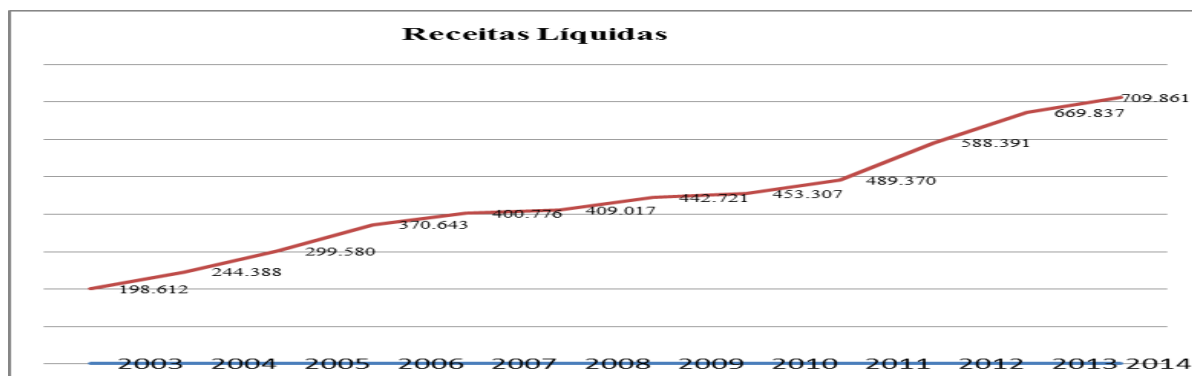
Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborada pela autora.

Até 2005 houve crescimento das vendas da SCGÁS devido a relação entre Petrobras e o Bolívia através de contrato de longo prazo, garantindo o fornecimento de gás e expectativas de novos investimentos para a companhia.

Porém, 2008 foi marcado pela alta dos preços do petróleo no mercado internacional, início da crise econômica mundial, queda da atividade econômica, fuga de capitais no mercado brasileiro e apreciação do dólar frente ao Real. As fortes chuvas em novembro ocasionaram o rompimento no Gasbol e na rede de distribuição da SCGÁS, interrompendo o fornecimento de gás de sete das nove *city-gates* da companhia e um saldo de R\$ 351.446,00 em gastos decorrentes dessas chuvas, aumentando seus custos (SCGÁS, 2008).

A receita líquida é decorrente das deduções da receita bruta como devoluções de vendas, ICMS, PIS e COFINS. A receita de venda de gás é reconhecida quando se comprova que os riscos e benefícios inerentes à propriedade de bens foram transferidos ao comprador e os benefícios financeiros transferidos a companhia. A ampliação do volume de gás distribuído é o principal fator no incremento da Receita Líquida da companhia, conforme demonstrado no Gráfico 16. Em 2003, 2005 e 2006, houve um incremento nas receitas líquidas de 47%, 23% e 24% respectivamente. Patamares não alcançados até o final do período analisado (SCGÁS, 2003;2005 e 2006).

Gráfico 16 - Receitas líquidas SCGÁS de 2003-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

O custo do produto vendido da SCGÁS é formado pelo custo com pessoal, materiais, serviços de terceiros, alugueis, custos gerais, amortização e principalmente o custo de aquisição do gás boliviano, que representa em média 90% do custo total. De acordo com o Gráfico 17, em 2011 este custo alcançou o patamar de 49,5%. O Contrato de Concessão da SCGÁS viabiliza o repasse desse custo às tarifas, porém devido a instabilidade regulatória foi negado o pedido de repasse do aumento às tarifas, gerando não só um aumento do custo do produto vendido como prejudicando a gestão de caixa, os investimentos previstos, queda no resultado de exercício da empresa e a continuidade operacional da companhia (SCGÁS, 2011).

Diante das dificuldades, em 2012, foram realizados leilões organizados pela Petrobrás para aquisição de gás de curto prazo para amenizar o custo do produto vendido e a AGESC autorizou 15% de reajuste tarifário, dividido em três partes iguais nos meses de abril, julho e outubro. Esse reajuste, aliado à Política Tarifárias de Santa Catarina, assegurou a competitividade do gás natural (SCGÁS, 2012).

Gráfico 17 - Custo dos produtos vendidos SCGÁS 2003-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

Nas despesas operacionais, destaca-se a evolução de 76% em 2006 devido ao pagamento de débitos fiscais (ICMS). Em 2009 e 2010 ocorreu a recuperação da economia catarinense, conforme apresentado no Gráfico 18. Houve desenvolvimento sustentável da competitividade da indústria com crescimento de 5,4% neste segmento, principalmente dos setores cerâmico e metal mecânico. O aumento no volume comercializado de gás natural influenciou positivamente no faturamento e no resultado financeiro da empresa (SCGÁS, 2009;2010).

Gráfico 18 - Despesas operacionais SCGÁS de 2003-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

Devido à gestão eficiente das despesas operacionais e a melhoria do resultado financeiro, em 2005, a companhia apresentou acréscimo de 16% no resultado operacional. No mesmo ano, a valorização do Real que reduziu os encargos de serviço da dívida, o planejamento tributário e os ganhos financeiros das aplicações financeiras contribuíram para a melhoria do Resultado Financeiro. Percebe-se no Gráfico 19, uma queda acentuada no resultado financeiro a partir de 2009, ocasionado principalmente pela variação cambial do transporte de gás.

Gráfico 19 - Resultado financeiro SCGÁS de 2003-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

Em 2010, teve uma queda de quase 50% no resultado financeiro, porém não impactou no Resultado do Exercício desse ano devido ao aumento das vendas de gás distribuído e o desenvolvimento sustentável e da competitividade da indústria, conforme verificado no Gráfico 20 (SCGÁS, 2010). Porém no ano seguinte, foi afetado pelo aumento do custo de aquisição do gás boliviano.

Gráfico 20 - Resultado do exercício da SCGÁS de 2003-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

Quanto ao risco de câmbio, alcançou o patamar de R\$ 5 milhões, apesar de possuir contratos de derivativos para amenizar esse risco. Em 2012, o Plano de Fidelidade, política comercial de descontos utilizada por dez anos foi suspensa. O objetivo era um aumento no faturamento, porém gerou R\$ 28 milhões em ações judiciais, reduzindo as disponibilidades da companhia. Em 2014, esse plano ainda estava sendo questionado judicialmente por alguns clientes. As aplicações financeiras, empréstimos e adiantamentos são os recursos em que a companhia está exposta a riscos devido à flutuação da taxa de juros. Para se proteger dessa volatilidade, a SCGÁS monitora as taxas de juros do mercado. As aplicações financeiras são mantidas em operações vinculadas aos juros do CDI e as captações provêm de operações junto ao BNDES (SCGÁS, 2012;2014).

Em 2013, o Plano de Contingenciamento foi a medida adotada para postergar concurso público e investimento, cujo objetivo é reduzir seus custos, porém os investimentos em infraestrutura não foram afetados. Esse plano abrange também acompanhamento do orçamento, avaliação da diretoria executiva em contratar abertura cambial, carta consulta ao BNDE para investimento de R\$ 26 milhões e estudo da ampliação do limite do cheque especial junto a Caixa Econômica Federal (CEF) ou outra linha de crédito (SCGÁS, 2013).

O monitoramento das contas a receber de consumidores, através de análises dos saldos em aberto e cobranças é uma das medidas adotadas pela SCGÁS para reduzir o risco de crédito. A companhia considera esse tipo de risco baixo, devido a pulverização da carteira. O não repasse do aumento do custo de aquisição do gás boliviano às tarifas reduziu a liquidez da empresa e esta encontra dificuldades em cumprir suas obrigações com seus passivos financeiros. O estudo da utilização de R\$ 20 milhões do cheque especial da CEF é uma das formas de proteção da companhia quanto ao risco de liquidez (SCGÁS, 2013).

Taxas de juros, de câmbio e preço das ações são riscos do mercado e o seu gerenciamento visam controlar as exposições e otimizar o retorno. Influencia nas despesas financeiras, com os financiamentos e na redução da receita financeira através de aplicações financeiras. A companhia não utiliza de contratos de derivativos para enfrentar esses riscos.

O contrato de compra de gás firmado com a Petrobrás está sujeito ao risco cambial e a empresa também não possui contratos derivativos a partir de 2012, pois segundo o Contrato de Concessão, a SCGÁS pode repassar a revisão tarifária aos seus consumidores. Isso de fato não está ocorrendo devido a instabilidade regulatória (SCGÁS, 2013).

O Demonstrativo de Fluxo de Caixa ilustra onde foram aplicados os recursos da empresa. A Tabela 13 representa de forma simplificada o caixa gerado das atividades operacionais, atividades de financiamentos e de investimentos.

Tabela 13 - Fluxo de caixa resumido da SCGÁS de 2006, 2008-2014 em reais mil

| Demonstrativo de Fluxo de Caixa     | 2006       | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012       | 2013       | 2014       |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|
| Caixa Gerado na At. Operacional     | 50.827.017 | 27.064.824  | 105.814.053 | 125.391.494 | 78.637.439  | 26.519.524 | 40.646.307 | 36.981.123 |
| Caixa Aplicado na at. Investimento  | 31.487.996 | 25.365.902  | 31.260.288  | 32.632.157  | 42.175.641  | 32.868.405 | 26.091.339 | 34.055.347 |
| Caixa Aplicado na at. financiamento | 19.319.660 | 96.204.928  | 51.592.293  | 81.154.685  | 85.770.601  | 14.974.508 | 4.151.582  | 13.467.112 |
| Saldo inicial de caixa              | 94.093.768 | 168.457.195 | 73.951.189  | 96.912.661  | 108.517.313 | 54.142.527 | 37.885.121 | 48.288.507 |
| Saldo final de caixa                | 94.113.130 | 73.951.189  | 96.912.661  | 108.517.313 | 54.142.527  | 37.885.121 | 48.288.507 | 37.747.171 |

Fonte: Relatórios da Administração da SCGÁS (2006; 2008-2014) e elaborada pela autora.

Em 2006 apresentou baixo endividamento e uma excelente liquidez financeira. Dos R\$ 94.113.130,00 de saldo de caixa, R\$ 4.127,00 foram destinados para garantia do contrato de financiamento do BNDES, R\$ 14.186,00 refere-se a pagamentos de imposto de renda e contribuição social e R\$ 18. 849,00 foram destinados a pagamentos à Petrobras. Em 2008, destaca a queda no caixa das atividades operacionais devido ao aumento do pagamento de

impostos e compras do gás. O caixa de atividades de financiamento apresentou uma elevação justificado pelo pagamento de dividendos no montante de R\$ 75.230.461,00 (SCGÁS, 2006; 2008).

O aumento do custo de aquisição do gás boliviano e o não repasse às tarifas, impactou de forma negativa o caixa de investimentos e o caixa final da companhia a partir de 2011, expondo-a em situação de risco e insolvência. (SCGÁS, 2011)

## 5.5 INVESTIMENTOS DA SCGÁS

Os investimentos realizados pela empresa no período de 2000 até dezembro de 2014 totalizaram R\$ 498 milhões em obras, onde 95% desse montante foi destinado à obras e projetos de ampliação de rede de distribuição, conforme demonstrado na Tabela 31. Esses projetos envolvem desde construção de ramais, construção de rede de distribuição de gás natural, redes urbanas e projetos de saturação. As redes urbanas são focadas para atender os segmentos residencial e comercial nos municípios envolvidos e os projetos de saturação estão presentes em todo o período analisado e destina atendimento das regiões já contempladas com o gás natural distribuído pela companhia (SCGÁS, 2014).

De 2005 até 2014 os principais projetos de construção de ramais foram: Projeto Foz de Itajaí, para atender Penha, Piçarras, Navegantes e Itajaí e Projeto de Saturação em 2005; Projeto Campo Alegre e Projeto Ilha em 2006; Projeto Biguaçu; Projeto Interligação Joinville-Guaramirim: atender os municípios do norte do estado e Projeto Palhoça em 2007; Projeto Tijucas-Itajaí e Projeto Pomerode em 2008. Nos projetos de construção de rede de distribuição destaca-se o Projeto Ilha em 2007; Sistema Criciúma e Sistema Tubarão em 2008; Projeto Araranguá e Sistema São José em 2009; Projeto Canelinha e Redes do Sul para atender os municípios do sul do estado em 2011 e Projeto Santo Amaro da Imperatriz em 2013. Nos projetos de redes urbanas podemos citar o Projeto Criciúma, Balneário Camboriú e Pedra Branca em 2012 (SCGÁS, 2005-2014).

Em 2007 foi concluído o projeto executivo do Projeto Serra Catarinense. É o maior projeto de ampliação de rede de distribuição do estado e um dos maiores do país, de acordo com o penúltimo Relatório da Administração da companhia. Em 2011 representou um marco na interiorização da distribuição de gás natural, representando 26% de todo o investimento da companhia daquele ano. Em virtude dos investimentos já realizados, a SCGÁS está em terceiro lugar na posição nacional de rede de distribuição e número de indústrias atendidas, ficando atrás apenas para São Paulo e Rio de Janeiro; a segunda maior distribuidora de gás

canalizado em número de municípios e a quarta maior rede de postos de GNV do país. O Gráfico 21 demonstra o investimento acumulado no período de 2000 a 2013, com projeção para 2014 (SCGÁS, 2007; 2014).

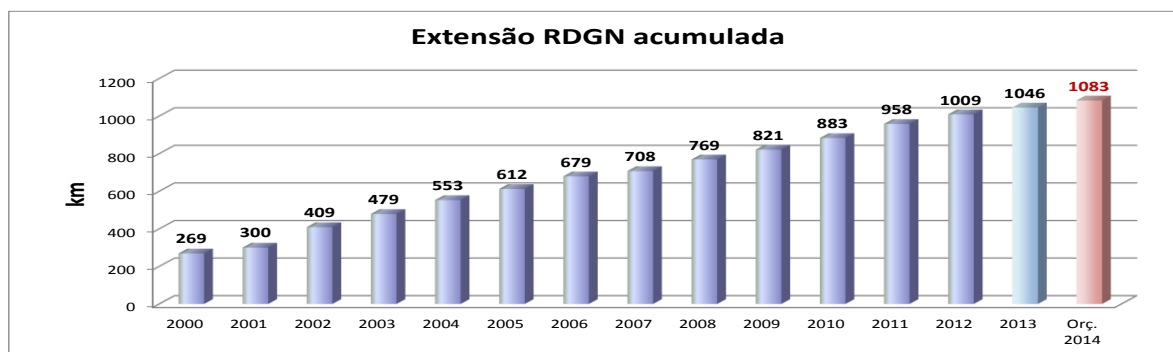
Gráfico 21 - Investimentos acumulados da SCGÁS de 2000 a 2014 em milhões de reais



Fonte: Suporte Técnico da SCGÁS.

A companhia possui o Plano Plurianual de Negócios (PPN), um instrumento de gestão e planejamento de recursos destinados ao atendimento de seus clientes e à implantação de rede. Os investimentos realizados pela mesma seguem as diretrizes deste plano. Apesar das dificuldades enfrentadas, a ampliação de sua infraestrutura de distribuição continuou em evolução, alcançando em 2014 à marca de 1083 km de extensão, de acordo com o Gráfico 22.

Gráfico 22 - Extensão de rede de distribuição de gás natural da SCGÁS de 2000-2014 em Km



Fonte: Suporte Técnico da SCGÁS.

A infraestrutura atual é composta por nove estações de recebimento, quatro bases de operação em 62 municípios atendidos, divididos em cinco regiões citadas abaixo, de acordo com a Figura 28 (SCGÁS, 2013;2014).



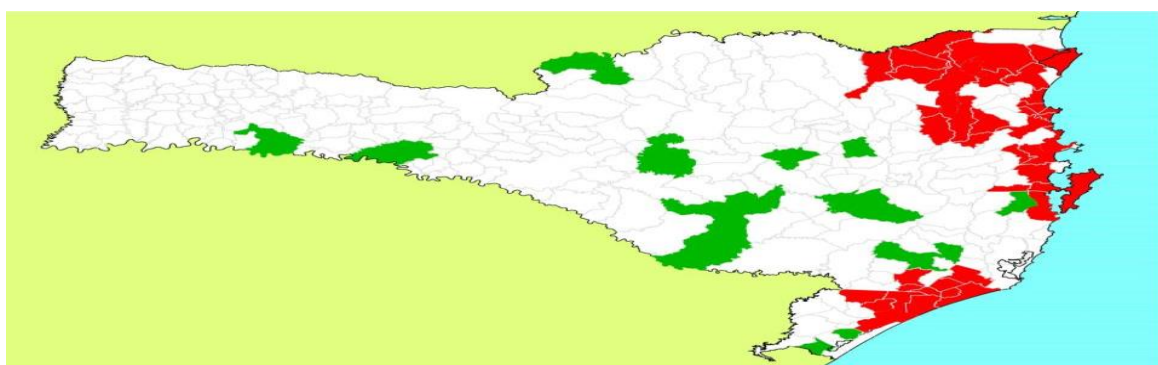
Figura 28 - Infraestrutura da SCGÁS de Santa Catarina em 2013



Fonte: Suporte Técnico da SCGÁS.

De acordo com a Figura 29, dos 62 municípios atendidos, 48 destes são atendidos por gasoduto e 14 municípios por GNC (SCGÁS, 2013;2014).

Figura 29 - Municípios atendidos pela SCGÁS, de Santa Catarina em 2013



Fonte: Suporte Técnico da SCGÁS.

Segundo a SCGÁS, a divisão das regiões é realizada da seguinte forma. A Região Norte é composta pelos seguintes municípios: Araquari, Barra Velha, Campo Alegre, Corupá, Guaramirim, Jaraguá do Sul, Joinville, Rio Negrinho, São Bento do Sul, São Francisco do Sul, Schroeder, Porto União. A Região do Vale do Itajaí pelos municípios de Blumenau, Brusque, Gaspar, Indaial, Timbó, Piçarras, Penha, Navegantes, Itajaí, Pomerode, Itapema, Balneário Camboriú, Rodeio, Ascurra, Apiúna, Rio do Sul, Chapecó, Concórdia, Curitibanos, Pouso Redondo. A Região da Grande Florianópolis é composta por Florianópolis, São José, São Pedro de Alcântara, Tijucas, Biguaçu, Palhoça, Porto Belo, Canelinha, São João Batista, Santo Amaro da Imperatriz. O Planalto Serrano engloba Lages, Bom Retiro que são atendidos por GNC e a Região Sul é formada pelos municípios de Cocal do Sul, Criciúma, Forquilha, Içara, Jaguaruna, Maracajá, Morro da Fumaça, Nova Veneza, Sangão, Treze de

Maio, Tubarão, Urussanga, Araranguá, Braço do Norte, Orleans, Sombrio, São João do Sul e Imbituba (SCGÁS, 2013).

## 5.6 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E SUPORTE TÉCNICO DA SCGÁS

Entre 2003 e 2005 foram concluídos seis projetos de pesquisa tecnológica e três projetos em andamento, desenvolvidos em instituições de ensino cuja finalidade é aprimorar novas técnicas de uso do gás natural. Além dos projetos, eventos foram organizados para a divulgação dos trabalhos, com destaque para os eventos “Aplicação do Gás Natural na Indústria Metalúrgica” e “Aplicação do Gás Natural nos Processos de Secagem de Madeira”.

Em 2006, o Conselho da Administração criou a Gerência de Tecnologia do Gás para dar suporte às ações comerciais da empresa, dar continuidade e avanços nos projetos. Foram aprovados sete projetos de desenvolvimento tecnológico e investidos R\$ 278.817,00. Em 2007 este conselho aprovou destinação de 0,25% da margem da contribuição da companhia para pesquisa. Foram definidos seis grandes programas com investimento de R\$ 286.729,24 (SCGÁS, 2006).

No ano seguinte, houve um aumento de 16,7% no investimento, passando para R\$ 334.286,00. Destaca-se melhorias em forno de fusão de vidrados com 100% do uso de gás natural; difusão de ligas ferrosas em fornos rotativos na área de metal-mecânica; melhoria no uso do gás natural para a produção de atmosfera em processos de cementação e termo formadora de plásticos nos programas de efficientização e eletrotérmica. Teve dois artigos aceitos em um dos maiores eventos do mundo da indústria de petróleo e gás, o Rio Oil&Gás. Conquistou o prêmio TOP GÁS da Petrobrás às distribuidoras que se destacaram em 2008 (SCGÁS, 2007).

Em 2009 contou com a parceria do Instituto Maximiliano Gaidzinski (IMG), referência no ensino e pesquisa aplicados à indústria cerâmica, e da Fundação Universidade Regional de Blumenau (FURB). Concluiu o primeiro mapeamento completo em um estado sobre o potencial de geração de biogás provenientes de dejetos de animais, aterros e esgotos sanitários e resíduos industriais. A Diretoria Executiva aprovou a carteira P&DT 2009-2010 que abrange 18 projetos em sete grandes programas. Foi investido R\$ 328.780,00 ao longo do ano e foi a única distribuidora do país a ter um trabalho técnico aprovado, publicado e aprovado na Conferência Mundial de Gás, na Argentina. No ano seguinte contava com 48 projetos concluídos, 5 em andamento e 16 em fase de implantação em 9 programas. O investimento de 2010 foi de R\$ 250 mil com recursos próprios, além dos R\$ 140 mil com

recursos externos. Novamente foi vencedora do TOP GÁS, mas na categoria Responsabilidade Ambiental (SCGÁS, 2009;2010).

Em 2011 destacou o projeto “Mitos do GNV”, que incentivou vinte barreiras à adesão deste combustível e serviu de base para subsídios futuros de marketing. Investiu R\$ 350 mil com recursos próprios e R\$ 3 milhões com recursos externos, através de convênios com o SENAI e Petrobras. A companhia possui estudos de biogás de dejetos suínos em Concórdia, Braço do Norte e Itapiranga. Teve artigos publicados na Revista CREA-SC e trabalhos apresentados numa conferência em Seul, Coréia do Sul. Em 2012 foram realizados 52 projetos de pesquisa. Destaque para o protótipo de uma máquina de estampar tecidos que utiliza gás natural para gerar calor radiante e este projeto foi campeão do TOP GÁS na categoria Eficiência Energética. Investiu R\$ 282 mil com recursos próprios e teve trabalhos apresentados na principal conferência mundial de gás, a World Gas Conference, realizada na Malásia (SCGÁS, 2011;2012).

Em 2013 os projetos de protótipos para o setor têxtil e plástico, o kit dual-fuel para motores estacionários rendeu seis premiações no TOP GÁS. O foco dos projetos foi ações de eficiência energética e novas fontes de suprimento. Obteve aprovação dos seis trabalhos técnicos apresentados no Rio Pipeline Conference, cujo temas eram biogás; deslocamento de energia elétrica por gás natural; fabricação de tubulações rígidas e estamparias têxtil; utilização de gás natural na fabricação de cerâmica vermelha, entre outros (SCGÁS, 2013).

Em 2014, participou do principal evento internacional de pesquisa e desenvolvimento da área de gás, o IGRC 2014 (International Gas Union Research Conference), em Copenhague. Teve reconhecimento nacional no TOP GÁS 2014, da Petrobrás, nas categorias Eficiência Energética e Desenvolvimento de Mercado. Mantém parceria com a Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), a Sociedade Educacional de Santa Catarina (SOCIESC), o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE), o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil S.A (TBG), a Petrobrás Gás S.A (GASPETRO) e a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), além da GZ e DBFZ , órgão do governo alemão. Até o final do período analisado, a SCGÁS já investiu R\$ 3 milhões (SCGÁS, 2014).

Neste mesmo ano conclui o kit dual-fuel para motores estacionados, seu principal projeto de P&D, em parceria com o SENAI/SC e a empresa CRW de Itajaí/SC. Iniciou também a segunda fase do projeto de instalação do kit no grupo gerador diesel do Supermercado Imperatriz do Shopping Beira Mar. Foi retomada a revisão e elaboração da

carteira de projetos de P&D a serem financiados. Esses projetos são originados das demandas dos clientes, dos atendimentos feitos pela companhia e da necessidade identificada nas suas visitas (SCGÁS, 2014).

Para oferecer qualidade a seus clientes, a companhia conta com o Suporte Técnico, criado pelo Conselho da Administração em 2005, cujo objetivo é elaborar laudos técnicos, estudos de aplicação, auditorias energéticas no processo produtivo e efficientização do uso do gás natural. Em 2006 foram realizadas mais de 90 ações de suporte técnico, passando para 111 em 2012, acumulando 881 ações concluídas (SCGÁS, 2016;2012).

## 5.7 GESTÃO ADMINISTRATIVA DA SCGÁS

Para adequar sua estrutura às atividades do mercado, a SCGÁS implantou uma reestruturação organizacional em 2005. Subordinado à Diretoria Executiva, criou o Comitê de Planejamento Estratégico. Criou também a Assessoria de SMS, cujo objetivo é elaborar políticas e implantação de ações de Segurança, Meio Ambiente e Saúde; a Gerência de Tecnologia de Gás para promover suporte técnico; a Gerência de Mercado Urbano e Veicular para adequar a demanda dos segmentos comercial, residencial e automotivo; Coordenadoria de Operações da Grande Florianópolis e Gerências de Operações do Norte, Sul e Vale do Itajaí para atender a demanda dessas regiões; Gerência de Recursos Humanos e Suprimentos para atividades licitatórias, cumprimento de padrões de qualidade, prazo e gerenciamento de contratos (SCGÁS, 2005;2006).

Com a aprovação do Plano de Cargos e Salários e o Programa de Avaliação de Desempenho pela Delegacia Regional de Trabalho e pelo Conselho de Política Financeira de Santa Catarina, a SCGÁS iniciou o processo de concurso público para seu quadro de funcionários, que até então era executado por terceirizados. Em 2006 foram admitidos 57 profissionais concursados. No ano seguinte foi instituído o Programa de Participação de Lucros e Resultados para estimular a equipe (SCGÁS, 2006).

Em 2008 transferiu o Almoxarifado e Base Operacional da Grande Florianópolis e Tijucas para Biguaçu. Em 2009 foi aprovado um dos principais instrumentos de gestão de Recursos Humanos, a 3º versão do Plano de Cargos e Salários. Foram aprovados benefícios aos empregados e Programa de Treinamento e Desenvolvimento. O Programa Menor Aprendiz foi implantado em 2010, além da modernização do Sistema de Gestão de Recursos Humanos e o Programa de Treinamento de Desenvolvimento (SCGÁS, 2008;2009).

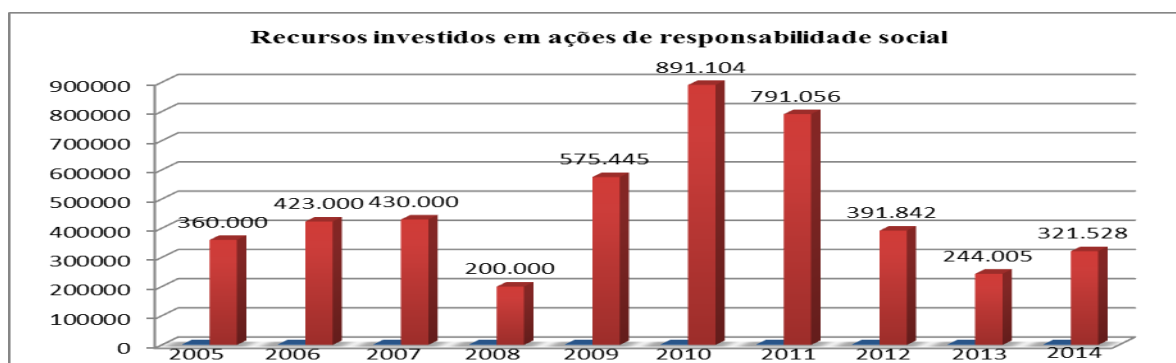
Em 2011 homologou o resultado do concurso público 001/2010 para a chamada de Analista de Processos Organizacionais, deu continuidade ao Programa de Estágios e foram realizados 93 treinamentos com adesão de 99% dos colaboradores. Entre 2012 e 2013 houve o andamento do projeto de revisão do Plano de Cargos e Salários e aplicação do Programa de Avaliação de Desempenho para avaliar a equipe e incentivar a progressão na carreira dos funcionários. Encerrou o exercício de 2014 com 155 colaboradores e finalizou o projeto de revisão do Plano de Cargos e Salários. Foram investidos R\$ 270 mil no Programa de Treinamento e Desenvolvimento, focado na capacitação e desenvolvimentos de seus funcionários (SCGÁS, 2005-2014).

## 5.8 RESPONSABILIDADE SOCIAL

A SCGÁS através da Lei nº 8.313/91, conhecida como Lei Rouanet, realiza ações de responsabilidade social nas regiões onde atua e destina recursos a entidades que desenvolvem atividades culturais. A medida que aumenta a participação da empresa no mercado, aumenta a responsabilidade da empresa com a sociedade. O Gráfico 23 apresenta o montante destinado no período de 2005 a 2013.

Em 2006, foi destinado R\$ 423.000,00 em três categorias e a partir de 2007 em diversas categorias, além de contribuir com o Fundo da Infância e Juventude que atende crianças e adolescentes em situações de risco (SCGÁS, 2006; 2007). Em 2010, implantou a Política de Responsabilidade Socioambiental para assegurar e implantar a atuação social e ambiental, através das leis de incentivos fiscais. Em 2013 e 2014 deu continuidade as ações já implantadas.

Gráfico 23 - Recursos destinados pela SCGÁS às atividades culturais de 2005-2014 em reais mil



Fonte: Relatórios da Administração da SCGÁS (2005-2014) e elaborado pela autora.

## 5.9 REGULAÇÃO DO SETOR EM SANTA CATARINA

Em Santa Catarina, a Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (AGESC). É uma autarquia vinculada à Secretaria de Estado da Infraestrutura, criada pela Lei nº 13.533/05 e tem como finalidade regular, controlar e fiscalizar os serviços de competência do Estado, podendo ser originária ou delegada, através de concessão, permissão e autorização. É responsável por garantir a execução dos contratos, quais serviços devem ser prestados, a que preço, regular, controlar e monitorar a distribuição de gás natural em Santa Catarina.

A AGESC visa garantir a harmonia de interesses do Estado, usuários e concessionários; proteger os usuários de abuso do poder econômico; zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de serviços e busca a modicidade das tarifas, ou seja, reajuste proporcional aos custos e o justo retorno dos investimentos aos concessionários. (AGESC, 2015). Possui autonomia financeira e decisória em relação aos demais órgãos e responde às agências reguladoras nacionais por delegação. (NOTÍCIAS DO DIA, 01/02/12). É autorizada a instituir a Taxa de Fiscalização de Serviço Público em 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, conforme determina o art. 17 da Lei nº 13.533/05 e o Decreto nº 4.162/06.

Através de contratos, a concessionária tem o direito de cobrar de seus consumidores pelo fornecimento de gás. Essa tarifa é reconhecida como intangível pela companhia e consiste na combinação dos custos e despesas operacionais e remuneração do capital investido. Essa remuneração é baseada no custo da infraestrutura, impacto dos investimentos em construção e dos indicadores de preços ao consumidor (SCGÁS, 2013).

De acordo com a estimativa de seus ativos intangíveis, a SCGÁS prevê equilíbrio entre receita e custo da atividade e uma recuperação dos investimentos na infraestrutura no prazo de dez anos, pois reconhece que seus ativos intangíveis são indispensáveis para formação de ativos reversíveis, conhecidos como infraestrutura. Até o final de 2013 não possuía valores a receber do poder concedente, pois amortizou seus bens de concessão com taxa de 10% a.a. (SCGÁS, 2013).

A Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (OCPC-05) que rege sobre os contratos de concessão pelas empresas reguladas, prevê que as concessionárias de serviço de distribuição são indiretamente responsáveis pela construção de redes e o registro das receitas e custos de construção é obrigatório. A SCGÁS não tem atividade fim nem auferir receitas com a construção de gasodutos. Para distribuir gás natural realiza licitações públicas para contratar

terceiros para a execução dessas atividades, que são apresentadas como custo de alocação de ativos para que o contrato de concessão seja cumprido (SCGÁS, 2013).

Para adequar seus serviços aos interesses de cada cliente, a companhia catarinense definiu tipos diferentes para cada segmento. O segmento industrial possui três modalidades: TG1, TG2 e TG3. De acordo com a Tabela 14, o primeiro é indicado para clientes que possuem consumo constante, com quantidade mínima de 10 m<sup>3</sup>/dia e com até 20 dias ao ano de parada programada e a quantidade mínima de pagamento é 90% da quantidade programada.

Tabela 14 - Tarifa do gás natural da indústria catarinense em 2015 R\$/m<sup>3</sup> incluso ICMS, PIS e COFINS

| Faixa de Consumo    | TG1    | TG2    | TG3    |
|---------------------|--------|--------|--------|
| Até 5               | 3,1087 | 3,1087 | 2,7846 |
| 6 a 10              | 2,3052 | 2,3052 | 1,9813 |
| 11 a 70             | 2,24   | 2,24   | 1,9159 |
| 71 a 1.000          | 1,4999 | 1,4999 | 1,1758 |
| 1.001 a 5.000       | 1,4543 | 1,6105 | 1,2979 |
| 5.001 a 10.000      | 1,4047 | 1,565  | 1,2796 |
| 10.001 a 25.000     | 1,3714 | 1,5284 | 1,2608 |
| 25.001 a 50.000     | 1,348  | 1,5064 | 1,2433 |
| 50.001 a 100.000    | 1,323  | 1,4845 | 1,2238 |
| 100.001 a 150.000   | 1,2531 | 1,4098 | 1,162  |
| 150.001 a 200.000   | 1,2448 | 1,4059 | 1,1581 |
| 200.001 a 1.000.000 | 1,2375 | 1,402  | 1,1581 |
| Demanda Fixa        |        |        | 0,2237 |
| Sobre Demanda       |        |        | 0,504  |

Fonte: SCGÁS (2015).

O TG2 refere-se a contratos com quantidade mínima de pagamento de 70%, indicada para clientes que sofrem volatilidade tanto na produção e consumo de gás natural e o TG3 é indicado para clientes com menor demanda, com grandes oscilações. É recomendável o pagamento variável, pois o consumo de gás natural é irregular (SCGÁS, 2015).

A tarifa do gás natural no segmento comercial é calculada em cascata, ou seja, quanto maior é o consumo, menor é o valor pago. A Tabela 15 demonstra diferença de tarifa de acordo com a faixa de consumo. (SCGÁS, 2015). No segmento residencial, a companhia adota um sistema de medição coletiva na Estação de Regulagem e Medição Urbana. A fatura é enviada para o condomínio para depois fazer o rateio com os condôminos. Nesse sistema não é cobrado taxas, mensalidades ou consumo mínimo, apenas a quantidade consumida. A tarifa é R\$ 2,8172/m<sup>3</sup>. No segmento veicular aplica-se contratos de fornecimento com os revendedores de combustíveis a uma tarifa de R\$ 1,4147. (SCGÁS, 2015)

Tabela 15 - Tarifa do gás natural no segmento comercial catarinense em 2015 em R\$/m<sup>3</sup> incluso ICMS, PIS e COFINS.

| Faixa de Consumo | Tarifa |
|------------------|--------|
| Até 150          | 3,4909 |
| 151 a 300        | 2,5735 |
| 301 a 2.100      | 2,5001 |
| Acima de 2.101   | 1,7361 |

Fonte: SCGÁS (2015)

A AGESC publicou em 18/02/2010 a Portaria nº003 estabelecendo indicadores para manter a sociedade catarinense informada quanto à regularidade, continuidade, eficiência e segurança da prestação de serviços públicos. Esses indicadores abrangem: tempo e frequência de atendimento de emergência, referentes a vazamentos e falta de gás; tempo médio de construção, extensões de rede, elaboração de estudos, orçamentos e de execução de ramais; tempo de antecipação de aviso para manutenções programadas; índice de vazamentos; características físico-química do gás, entre outros ([www.agesc.sc.gov.br](http://www.agesc.sc.gov.br)). Reforçam metas e obrigações referentes à garantia de qualidade na prestação do serviço de distribuição e passou a acompanhar o desempenho da SCGÁS no cumprimento do contrato ([www.scgas.com.br](http://www.scgas.com.br)). A partir de 2011, a companhia publicou esses indicadores de qualidade no seu endereço eletrônico.

Para manter seu equilíbrio econômico e financeiro, o concessionário tem o direito de repassar o custo de aquisição e gás, item não gerencial, às tarifas periodicamente, conforme previsto nas cláusulas 41º, 43º e 44º do contrato firmado entre Petrobras e SCGÁS em 1994. A Política de Formação de Preços de Santa Catarina sugere pequenos ajustes trimestrais, a uma parcela variável, reajustada de acordo com a variação de uma cesta de óleo, de câmbio, do petróleo e da inflação norte americana, e por uma parcela fixa, atualizada pelo IGP-M, escolhida pela ANP ([www.scgas.com.br](http://www.scgas.com.br)).

Em virtude da recusa da Petrobrás em negociar com as distribuidoras do sul e para se adequar a conjuntura econômica, a SCGÁS através de procedimentos administrativos solicita com frequência, junto à AGESC análise de reajuste das tarifas, pois o repasse ao consumidor depende de autorização da agência reguladora (SCGÁS, 2015).

Em outubro do mesmo ano, foi autorizado um aumento médio de 7,16%, considerado insuficiente para cobrir o custo de aquisição, que aumentou em 50% no mesmo período e gerou prejuízos contábeis a companhia. (NOTÍCIAS DO DIA, 21/01/2012). Segundo o presidente da companhia, para que a mesma voltasse a operar com lucros registrados em 2009



e 2010, seria necessário um reajuste de 18,20% e voltar a lucrar é pré-requisito para a continuidade de investimentos na ampliação de redes. Otmar Müller, presidente do Sindicato das Indústrias de Cerâmica de Criciúma (Sindiceram), questiona essa posição do presidente da companhia e defende que poucas empresas obtêm lucros tão elevados como a SCGÁS e as propostas de aumento coincidem com um período crítico no setor, com 200 demissões e férias coletivas a mil trabalhadores. Afirma também, que o contrato de concessão visa apenas maximizar seus lucros, carecendo de regulação (DIÁRIO CATARINENSE, 21/01/12).

Em janeiro de 2012, a SCGÁS propôs um reajuste de 9,7% em todos os segmentos, justificando o aumento acumulado no custo de aquisição do gás boliviano, que por sua vez, representa 70% da formação tarifária. (NOTÍCIAS DO DIA, 21/01/2012). A FIESC propôs encaminhar ao governo do Estado um ofício solicitando que o governo vetasse esse aumento, argumentando que não há alternativas para elevar o fornecimento desse insumo. O terminal de gás natural liquefeito, que era previsto para São Francisco do Sul, foi transferido para a Bahia, pois não há políticas de investimento do governo federal no setor, inviabilizando o aumento do volume, dificultando a atração e instalação de novas empresas que dependem desse combustível. (NOTÍCIAS DO DIA, 24/01/2012).

A AGESC negou esse pedido de reajuste por considerar que a companhia ainda tinha margem para absorver a alta do gás natural. (DIÁRIO CATARINENSE, 29/01/2012). Seu parecer técnico não se trata de negociação ou concessão do governo em relação ao pleito dos industriais, mas de análise técnica de itens contratuais. O governador do Estado, Raimundo Colombo, vetou o reajuste justificando que a companhia não é uma empresa que deve ter lucros exagerados. A indústria cerâmica que utiliza fornos a gás natural seria uma das mais afetadas pelo reajuste, pois trocou toda sua matriz energética. (NOTÍCIAS DO DIA, 27/01/12).

Em abril de 2012, a SCGÁS solicitou um novo reajuste de 11 a 16% nos preços do gás. Foram autorizados 13% nos segmentos industrial, automotivo e residencial e no segmento industrial o aumento foi de 15%, escalonado em abril, julho e outubro, com 5% em cada período. Segundo Francisco Cardoso de Camargo Filho, diretor da AGESC, a companhia comprovou com notas fiscais o aumento de 15% pago à Petrobras entre agosto de 2011 e fevereiro de 2012. A aprovação do reajuste ocorreu após debate entre acionistas da SCGÁS, consumidores industriais, governo e a CELESC (DIÁRIO CATARINENSE, 11/04/2012).

Em junho de 2012 houve outro pedido de reajuste das tarifas em 20,38%. Segundo a FIESC, o impacto seria desastroso no atual ambiente econômico, com baixo crescimento e retração de vendas. A companhia argumenta que a alta do dólar e do petróleo elevou o custo

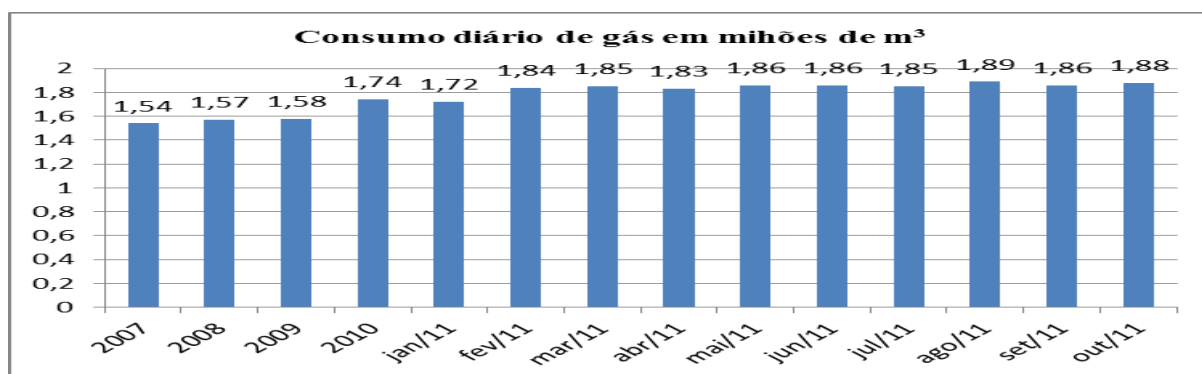
de aquisição do gás boliviano, atingindo 47%, levando a redução de caixa e uma previsão de déficit em R\$ 41 milhões. Afirma também que o reajuste tarifário é legal, válido e eficaz perante a lei e necessário para operar com equilíbrio econômico-financeiro para sair da insolvência (JORNAL REGIONAL ONLINE, 27/06/12).

O abastecimento de gás natural no estado está próximo do limite. O contrato com a Petrobras foi estipulado em 2 milhões de metros cúbicos diários e de acordo com o Gráfico 24, o consumo médio diário passou de 1,54 milhões de m<sup>3</sup> em 2007 para 1,88 milhões de m<sup>3</sup> em outubro de 2012. O crescimento da demanda por gás afeta a indústria catarinense, pois este segmento responde em média 80% do total distribuído pela companhia. O risco de abastecimento é um limitador da industrialização e perda de competitividade para as empresas que dependem desse insumo (DIÁRIO CATARINENSE, 25/01/12).

A cada aumento anunciado pela SCGÁS, há uma reação contrária das indústrias catarinenses. Segundo Cláudio Avila da Silva, presidente da Infragás, enquanto a folha salarial custa 16% e matéria-prima custa 20%, o gás natural representa 25% do insumo total das mesmas. Compara com o preço do gás na China, que é 17% mais barato que o aplicado no Estado, reduzindo a competitividade industrial, principalmente do setor cerâmico (NOTÍCIAS DO DIA, 27/01/12).

A medida de suspender a política de desconto, conhecida com Plano de Fidelidade gerou contestações judiciais dos clientes, somando um montante de R\$ 28 milhões, prejudicando ainda mais as disponibilidades financeiras da companhia (SCGÁS, 2015). A FIESC protocolou um ofício junto à AGESC, argumentando que a empresa não pode suspender descontos a bons pagadores. Sugeriu sugestões de audiência pública na assembleia para discutir o contrato (DIÁRIO CATARINENSE, 28/07/12).

Gráfico 24 - Consumo diário de gás natural em Santa Catarina de 2007-Out/2011 em milhões de m<sup>3</sup>



Fonte: DIÁRIO CATARINENSE (25/01/12) e elaborado pela autora

Segundo a companhia, nos últimos pedidos de reajustes tarifários não homologados, a AGESC considerou apenas a variação do Petróleo Tipo Brent, mas a commodity é composta por uma cesta de óleos e a variação dessa cesta é trimestral. Pelo histórico dos pedidos homologados, a agência reguladora concede o reajuste num período superior a seis meses, o que impede a SCGÁS recuperar essa defasagem ([www.scgas.com.br](http://www.scgas.com.br)).

Para Cosme Polêse, presidente da companhia, a AGESC não tem que aprovar ou deixar de provar o reajuste na tarifa, e sim verificar o equilíbrio entre interesse do mercado e sua responsabilidade como representante do Estado. O contrato de concessão foi estipulado investimentos para democratizar o gás, porém a insolvência da empresa, gerado pelo não repasse das tarifas, paralisou os investimentos, devido à falta de recursos. Para os setores cerâmico e vidros, o gás natural é fundamental para suas operações e os setores de papel, celulose e alimentos, não há infraestrutura e disponibilidade desse insumo, pois os investimentos foram paralisados para equacionar o fluxo de caixa negativo (NOTÍCIAS DO DIA, 20/08/12).

Em setembro de 2013, pressionada pela alta do dólar e geração de caixa abaixo do projetado, a SCGÁS protocolou junto à AGESC, novo pedido de reajuste tarifário de 12,3% para o segmento industrial, 10,8% para o GNV e 15% para o segmento comercial. O argumento é reforçado pelo menor preço praticado na região sul. Glauco José Corte, presidente da FIESC afirma que o setor seja ouvido, pois também é prejudicado pelo câmbio e o mercado desaquecido, e que 60 empresas aguardam a oferta de gás, afetando o crescimento das mesmas (DIÁRIO CATARINENSE, 04/09/13). A AGESC negou o pedido devido à existência de um estudo em andamento no TCE sobre possíveis reajustes anteriores, concedidos acima do que deveriam ser, segundo Francisco Camargo.

No mês seguinte reenviou o pedido de reajuste, mas foi negado devido a ausência de corpo técnico e Conselho Superior para a análise das justificativas técnicas. A agência autorizou um aumento de 9,8% em 19 de novembro, pois a companhia comprovou elevação de custos de 17,7% no período de outubro de 2012 a setembro de 2013, motivado pelo câmbio (DIÁRIO CATARINENSE, 21/11/13).

Entre 2009 a 2013, a SCGÁS foi alvo de duas investigações, uma pela AGESC que questionou os valores cobrados dos consumidores pela companhia e outra pelo TCE sobre o cálculo de tarifas e a redução da participação do estado no controle acionário, além de duas auditorias pela empresa e outras duas pela Infragás. Desde 2008 a agência reguladora investiga os lucros e tarifas elevados da distribuidora e constatou que o contrato de concessão de 1994 não foi adequado a lei de concessões, implantada em 1995 (DIÁRIO

CATARINENSE, 10/02/13). A companhia está em desacordo com a lei, ineficiente e fora da realidade atual, segundo Francisco Camargo (NOTÍCIAS DO DIA, 01/02/12).

Em novembro de 1994 um acordo celebrado entre os acionistas, modificou a composição acionária, sem a aprovação da Assembléia Legislativa. O Estado perde o poder e 50% das ações preferencias passam a ser comandadas por acionistas privados e Petrobras (DIÁRIO CATARINENSE, 10/02/13). A auditoria do TCE verificou que em 2002, o contrato de concessão sofreu alterações para elevar os lucros da companhia. Criada através de uma portaria assinada por Luiz Gomes, secretário de Estado de Desenvolvimento, estipulou uma Tarifa Média Máxima de Concessão (TMMC), porém o preço praticado no mercado era abaixo dessa tarifa, criando a Conta Margem a Compensar (CMC). A diferença entre a tarifa média e o preço praticado no mercado, nunca foi compensada pelo consumidor, pois voltaria para a empresa através de subsídio. Esse fundo não era dividido entre os acionistas, mas poderia ser resgatado em caso de quebra ou vencimento do contrato (NOTÍCIAS DO DIA, 01/02/12). Essa alteração foi realizada pelo secretário do Estado e não pelo governador, que é autoridade competente (DIÁRIO CATARINENSE, 31/01/12).

Outro problema levantado pelo TCE foi a falta de justificativa para a entrada e saída do patrimônio na conta margem. Questiona também a taxa de remuneração dos acionistas que ultrapassa a estipulada pela Lei das Sociedades Anônimas, ou seja, média de 25% a 35% dos lucros da empresa são destinados para dividendos e o restante para o fundo de investimentos no estado (DIÁRIO CATARINENSE, 10/02/13). Essa política de dividendos também foi questionada por Cláudio Avila da Silva, presidente da Infragás, pois a SCGÁS distribui 100% dos dividendos, retendo apenas 5% de reserva legal. Entende que o Estado juntamente com a Petrobras busque a concorrência, pois não há competição na distribuição de gás natural (DIÁRIO CATARINENSE, 29/01/12).

A auditoria executada pela consultoria Martinelli e encomendada pela Infragás, analisou os elementos que compõem a tarifa e verificou que a companhia não utiliza a fórmula exigida pelo contrato de concessão. É calculada através da soma da taxa de retorno (20%a.a) + taxa de lucro sobre o investimento e sobre o custo operacional (20%a.a) + taxa de modernização (5%) + índice de reajuste IGP-M. Constatou que a empresa cobrou R\$ 100 milhões a mais nas contas de seus consumidores no período de 2000-2012 (DIÁRIO CATARINENSE, 10/02/2013).

Em um estudo realizado pela consultoria PricewaterhouseCoopers em 2008, a SCGÁS reconheceu que cobrou R\$ 47 milhões de forma indevida, abatendo no valor de suas tarifas. Segundo Ribas Junior, conselheiro do TCE, as tarifas estavam acima do valor de mercado e a

companhia calculava conforme sua conveniência. Para Francisco Camargo, da AGESC, foi a tarifa média máxima e a conta margem a compensar que motivaram a investigação da SCGÁS (DIÁRIO CATARINENSE, 10/02/2013).

Para que a SCGÁS recupere a função social e pública, o TCE recomendou que as ações da CELESC deveriam voltar para o Estado, pois o contrato de concessão de 1994 remunerava os acionistas muito além que eles investiam. Recomendou também a revisão do mesmo e reforço na fiscalização da AGESC. A SCGÁS defende-se das críticas dos lucros reafirmando que entre os acionistas, só a Mitsui é privada. Entre 2008 e 2011, a liberalização de 100% dos dividendos foi acordada com os acionistas, inclusive o Estado. Defende a construção de um esquema de investimentos por parte do governo federal e um suprimento de longo prazo (NOTÍCIAS DO DIA, 20/08/2012).

Em dezembro de 2014 foi realizada uma reunião entre AGESC e SCGÁS para discutir propostas da Conta Gráfica, um mecanismo de atualização e repasse de custos de aquisição do gás boliviano, que é aplicado desde 2011. O presidente da companhia entende que esse reajuste é uma parcela não gerencial e novas propostas visam a modicidade aos consumidores. Francisco Camargo, afirma que a contribuição da SCGÁS é fundamental para o avanço regulatório (AGESC, 2015). A própria SCGÁS contratou neste ano uma consultoria especializada para a redação dessa proposta, cuja finalidade é repassar maior transparência ao mercado no quesito composição de tarifas ([www.scgas.com.br](http://www.scgas.com.br)).

Em conjunto com a ABEGAS, ANP, Petrobras e FIESC, a companhia realiza ações para debater a questão do preço do gás boliviano. Uma das soluções é a retomada das obras do gasoduto Uruguai-Porto Alegre para a oferta de gás argentino, uma alternativa para redução de até 40% nos custos ([www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)).

O preço do gás importado é maior que o praticado pelo gás nacional distribuído nas regiões Sudeste e Nordeste. Em 1996, quando foi firmado o contrato entre Petrobras e Bolívia, os preços entre gás importado e nacional eram aproximados, porém com a finalização do Gasbol, os estados da região Sul e o Estado do Mato Grosso do Sul foram abastecidos pelo gás boliviano, custando em média 50% mais caro que o nacional. Essa disparidade de preços gera um desequilíbrio regional, provocando perda de competitividade econômica às indústrias da região Sul, pois além de depender exclusivamente do gás boliviano, são vulneráveis aos aumentos de preços influenciados pelas variações cambiais e o preço do petróleo no mercado internacional ([www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)).

A falta de uma política nacional para o setor prejudica os três estados sulistas, pois os demais estados são atendidos com gás nacional fornecido pela Petrobras. É necessário um

mecanismo de amortização das variações cambiais, que afetam o preço do gás importado, para manter a estabilidade dos preços e desenvolver o mercado ([www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)). Essa instabilidade no ambiente regulatório que permeia desde 2010 e prolongado até 2014 gerou além da perda de competitividade, desequilíbrio financeiro a SCGÁS e a expôs a risco de insolvência financeira ([www.scgas.com.br](http://www.scgas.com.br)).

Existem muitas incertezas em relação à fronteira de competências regulatória do estado e da União e isso é um obstáculo para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural. É fundamental a delimitação do papel da união até para adotar mecanismos de flexibilidade da demanda e de todo do setor (PINTO JR, 2007).

## 6 CONCLUSÃO

Através de mudanças estruturais do século passado, o carvão perdeu participação no fornecimento de energia, abrindo espaço para o petróleo. A crise deste combustível na década de 70, o aumento populacional, o acesso de consumo de bens eletrônicos e da dependência de energia, favoreceu a busca por novas fontes mais econômicas e menos poluentes. Os períodos de escassez do petróleo estimularam pesquisas de viabilidade de gás natural para suprir consumo.

Comparada com os outros fósseis, o gás natural é considerado uma fonte limpa, com baixo poder de contaminantes e essencial na preservação do meio ambiente. No setor de transporte está substituindo o óleo diesel e a gasolina e no setor elétrico coopera na geração e cogeração de energia. Porém seu mercado ainda é regional, limitado pelos elevados investimentos de infraestrutura que o setor exige.

Fruto de pesquisas e sucesso nas prospecções de gás natural no pré-sal brasileiro, surgiram novas reservas associadas para suprir o fornecimento no país e elevação do crescimento do setor, porém há descompasso entre Petrobras, distribuidoras e consumidores. Monopólios e contratos de longo prazo são essenciais para reduzir os riscos, mas a falta de uma política nacional afeta o desempenho das distribuidoras, pois os gasodutos acarretam investimentos elevados, precisam de preços adequados para remunerar os mesmos e uma única linha de transmissão torna-se vulnerável o risco de abastecimento.

A distribuição de gás natural no Brasil é realizada através de gasodutos e caminhões criogênicos, mas é o sistema de gasodutos que os estados da região Sul ainda são atendidos, exclusivamente pelo gás boliviano. Verifica-se que a indexação de preços de petróleo no gás natural influencia a prática da política diferenciada de preços, impactando nos custos totais das distribuidoras.

Em Santa Catarina, a SCGÁS é responsável pela distribuição deste produto no Estado. Foi fundada em 1994 mas somente em 1997 que a rede de distribuição começou a ser construída. Em 2014 alcançou 1083 quilômetros de rede, sendo considerada a terceira maior rede de distribuição, ficando atrás apenas para São Paulo e Rio de Janeiro. Com vinte anos de fundação e quatorze anos de operações, possui responsabilidade social nas comunidades onde atua e responsabilidade econômica, pois é fornecedora de um dos insumos mais importantes para o crescimento econômico do estado, a energia.

A análise econômica desta empresa mostrou que a evolução gradativa do volume distribuído, a diversificação do mercado e ampliação da base de clientes foi uma característica

do desempenho comercial de 2000 a 2014. O segmento industrial é a principal atividade econômica da economia catarinense e responsável por aproximadamente 80% de todo o volume distribuído no Estado. Outro segmento que destacou no período analisado foi o residencial, porém no quesito número de clientes.

Considerando o desempenho econômico e financeira da companhia, percebe que elevação do custo do gás importado impactou no acréscimo de custos e despesas, influenciando na queda do resultado de exercício e no fluxo de caixa a partir de 2011. Esse custo limitou a competitividade industrial e o crescimento econômico desse segmento, afetando também o desempenho da economia regional.

Em virtude das dificuldades decorrentes desse aumento, a SCGÁS solicitou inúmeros pedidos de reajuste junto à agência reguladora, pois depende da autorização desta para aplicar qualquer reajuste. Acredita que os aumentos concedidos nunca foram suficientes para cobrir o custo de aquisição. A política da AGESC em não conceder os aumentos é apoiada na proteção aos usuários de abuso de poder econômico e evitar que indústrias do estado migrem para outras regiões, deixando de gerar renda e riqueza para o Estado. Enquanto algumas dessas estão adequando-se para receber o gás natural como insumo para ganhar competitividade, outras estão aguardando para utilizá-lo no seu processo de produção, mas todas são sensíveis aos aumentos sucessivos e risco de descontinuidade no suprimento.

O crescimento sustentável é apoiado em investimentos de capital, porém essa assimetria de preços, aliada a falta de política nacional de investimentos, inviabiliza a infraestrutura necessária para aumentar o volume distribuído, aumenta as incertezas de novos investimentos por parte das companhias. Mesmo enfrentando dificuldades a companhia não interrompeu os investimentos em infraestrutura e o montante acumulado mantém a companhia na posição de segunda maior distribuidora de gás canalizado em número de municípios, terceiro estado com maior rede de distribuição e de indústrias atendidas e a quarta maior rede de postos GNV, além de ser a distribuidora que mais se destaca em congressos do setor.

Portanto, a política adotada pela SCGÁS é fundamental para o crescimento econômico do Estado, pois este crescimento é dependente de vários insumos, principalmente a energia. Manter e ampliar o suprimento energético são necessários, pois restringe o atendimento de novas demandas e limita o crescimento de seus consumidores, principalmente o setor industrial de Santa Catarina. Espera-se que este trabalho resulte em novas sugestões de pesquisas e possibilidades de estudos futuros, com novas interpretações e evoluções sobre o tema.



## REFERÊNCIAS

ABRAMOVAY, Ricardo. **Biocombustíveis**: a energia da controvérsia. São Paulo: Editora Senac. 2009.

ABREU, P. L; MARTINEZ, J.A. **Gás Natural**: o combustível do novo milênio. Porto Alegre: Plural Comunicação, Brasil, 1999.

Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008. 236 p. Disponível em:  
[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas\\_par3\\_cap6.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par3_cap6.pdf) . Acesso em 30 jun. 2014.

Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:

<http://www.aneel.com.br/ogásnaturaliquefeitonoBrasil>. Acesso em 30 mar. 2015

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis. **Boletim do Gás**. N. 30, p. 01-45. Junho de 2011. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 26 jun.2014.

AGESC. Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina. Disponível em <http://www.agesc.sc.gov.br>. Acesso em 15 jun. 2105.

ALMEIDA, Edmar de. TUJEEHUT, Maurice. XI Congresso Brasileiro de Energia. **Os Condicionantes para a Formação de um Mercado Spot na Indústria de Gás Natural**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

ALMEIDA, José Ricardo Ucho Cavalcanti. XI Congresso Brasileiro de Energia. **Tendências do Mercado de GNL e sua Precificação**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

Alunos Online. Disponível em: <http://www.alunosonline.com.br/quimica/exploracao-extracao-petroleo.html>. Acesso em 02 abr. 2015.

Ambiente Energia. Disponível em: <http://www.ambienteenergia.com.br>. Acesso em: 20/02/2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:  
[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelPorClasse\\_fn1.cfm?origem=7&Combustivel=Undi-El%E9trica&fase=1](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelPorClasse_fn1.cfm?origem=7&Combustivel=Undi-El%E9trica&fase=1). Acesso de 30 jun. 2015.

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres. Cartilha do Gás. Disponível em:  
[http://www.abrace.org.br/public/downloads/cartilha\\_gas.pdf](http://www.abrace.org.br/public/downloads/cartilha_gas.pdf). Acesso em: 14 abr. 2014.

BALDISSARELLI, ADRIANA. Para-Choque da AGESC. **Notícias do Dia**. Florianópolis, p 12, 27 jan. 2012.

BALDISSARELLI, ADRIANA. Ponto de Vista com Cósme Polêse: Adolescência do gás natural em SC. **Notícias do Dia**. Florianópolis, 20 ago. 2012.

BALDISSARELLI, ADRIANA. SCGÁS pode reduzir lucros pela metade. **Notícias do Dia**. Florianópolis, 01 fev. 2012.

BENETTI, ESTELA. Gás natural aumenta 9,8% para empresas. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 27, 21 nov. 2013.

BENETTI, ESTELA. Gás Natural, sonho que virou rombo. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p.29, 20 jan. 2012

BENETTI, ESTELA. SCGÁS pede reajuste de 12,3%. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 16, 04 set 2013.

BENETTI, ESTELA. Soluções ao gás natural. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 15, 28 jul. 2012.

BIG. Banco de Informações de Geração –Aneel. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Disponível de 15 mai. 2015.

BP [British Petroleum]. Statistical Review of World Energy 2013. Disponível em: <https://www.bp.com> . Acesso em 20 mar 2015.

Brasil Econômico. Disponível em: [http://brasileconomico.ig.com.br/ultimas-noticias/producao-de-minerio-da-vale-atinge-maior-nivel-em-2-anos\\_92941.html](http://brasileconomico.ig.com.br/ultimas-noticias/producao-de-minerio-da-vale-atinge-maior-nivel-em-2-anos_92941.html). Acesso em 01 mar. 2014.

BRASIL. Lei n°. 11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 4 de março de 2009. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/111909.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/111909.htm). Acesso em 07 jan.2015.

BRASIL. Lei n°. 13.533, de 19 de outubro de 2005. Dispõe sobre a organização, estruturação e funcionamento da Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina – AGESC. Assembleia Legislativa do Estado de Santa Catarina, Florianópolis, 19 de outubro de 2005. Disponível em: [http://200.192.66.20/alesc/docs/2005/13533\\_2005\\_lei.doc](http://200.192.66.20/alesc/docs/2005/13533_2005_lei.doc). Acesso em 07 jan.2015.

BRASIL. Lei n°. 8.313, de 23 de dezembro de 1991. Institui o Programa Nacional de Apoio à Cultura (Pronac). Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 23 de dezembro de 1993. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L8313cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8313cons.htm). Acesso em 07 jan.2015.

BRASIL. Lei n°. 8.999, de 19 de fevereiro de 1993. Autoriza a Constituição da Sociedade por Ações Companhia de Gás de Santa Catarina. Assembleia Legislativa do Estado de Santa Catarina, Florianópolis, 19 de fevereiro de 1993. Disponível em: [http://200.192.66.20/alesc/docs/1993/8999\\_1993\\_lei.doc](http://200.192.66.20/alesc/docs/1993/8999_1993_lei.doc). Acesso em 07 jan.2015.

BRASIL. Lei n°. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 6 de agosto de 1997. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9478compilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478compilado.htm). Acesso em 07 jan. 2015.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. XI Congresso Brasileiro de Energia. **A reestruturação da Indústria Petrolífera Venezuelana: da Abertura Setorial ao Governo Hugo Chávez**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

Cemig. Disponível em: [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br). Acesso em 03 mar 2015.

Cerro Azul. Disponível em: <http://www.cerroazulme.com.br>. Acesso em: 04 mar. 2015.

COELHO, J.C. **Biomassa - Biocombustíveis - Bioenergia**. Brasília, Ministério das Minas e Energia. 1982. 100p.

CONANT, A. M; GOLD, F.R. **A Geopolítica Energética**. Rio de Janeiro: Atlântica, Brasil, 1978.

Congresso Brasileiro de Energia, XI: 2006: Rio de Janeiro,RJ. **I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2006.

COSTAMILAN, Luiz Carlos. **Gás Natural: Evolução e Perspectivas**. Interesse Nacional, São Paulo/SP, n. 4, p.01-08. Janeiro-março de 2009. Disponível em: <href="http://interessenacional.uol.com.br/index.php/edicoes-revista/gas-natural-evolucao-e-perspectivas/" title= "Leia Gás Natural: Evolução e Perspectivas">. Acesso em: 10 abr. 2014. Dhmnet. Disponível em: <http://www.dhmnet.com.br/category/noticias>. Acesso em 02 abr 2015.

DUS, Pedro Luiz; KAWANAMI, Roberto Yoshio. **Meios alternativos de fornecimento de gás natural para a indústria – GNC e GNL**. 2007 161 f. Monografia (MBA em Gestão de Energia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

DUTRA, Ricardo Marques. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil/** Mauricio Tiommo Tolmasquim, coordenador. Rio de Janeiro: Relume Dinará: COPPE: CENERGIA, 2004.

Eletronuclear. Disponível em : <http://www.eletronuclear.gov.br/LinkClick.aspx?fileticket=ZJt2yV4vr1A%3d&tabid=297>. Acesso em: 30 mar.2015.

Eletronuclear. Eletrobrás Eletronuclear. Disponível em: < <http://www.eletronuclear.gov.br>>. Acesso em 15 mai. 2015.

Energia Terceiro 06. Disponível em: <http://energiaterceiro06.tumblr.com/post/1473898757/energia-nuclear>. Acesso em 03 abr 2015.

Eu achei. Disponível em: [www.euachei.com.br](http://www.euachei.com.br). Acesso 30 mar 2015.

ExxonMobil. Disponível em: [https://moodle.ufsc.br/pluginfile.php/1310636/mod\\_resource/content/2/Panorama%20Energetico%202014%20-%20Perspectivas%202040%20-%20Exxon%20Mobil.pdf](https://moodle.ufsc.br/pluginfile.php/1310636/mod_resource/content/2/Panorama%20Energetico%202014%20-%20Perspectivas%202040%20-%20Exxon%20Mobil.pdf). Acesso em 15 abr 2015. Florianópolis, p 29, 20 jan. 2012.

Fontes de energia. Disponível em:

Fucapi. Disponível em: [www.fucapi.br](http://www.fucapi.br). Acesso 02 abr 2015.

Gás natural pode subir 9,7%. **Notícias do Dia**. Florianópolis, p 27, 21 jan. 2012.

Gasnet. O site do gás natural. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em 20 jun. 2104.

Gasnet. Disponível em: [www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br). Acesso em 30 jan. 2015.

GEROSA, Tatiana Magalhães. MATAI, Patricia, H. Lara dos Santos. XI Congresso Brasileiro de Energia. **A cadeia Produtiva do Gás Natural no Brasil e suas Evoluções e Infra-Estrutura**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

GIL, Antonio Carlos. Gás natural pode subir 9,7%. **Notícias do Dia**. Florianópolis, p 27, 21 jan. 2012 4. ed. São Paulo: Atlas, 2002.

Grupo Escolar. Disponível em: [www.grupoescolar.com](http://www.grupoescolar.com). Acesso 30 mar 2015.

GUERREIRO, Amílcar et alii. XI Congresso Brasileiro de Energia. **O Panorama da Indústria de Gás Natural da Venezuela**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

HINRICHS, Roger A. **Energia e Meio Ambiente**. São Paulo: Cengage Learning, 2009.

IFSC. <http://www.ifsc.edu.br/campus-ararangua/4822-projeto-conjunto-entre-ifsc-e-ufsc-desenvolve-refrigerador-movido-a-energia-solar>

Indústria não suporta alta de 43% no gás em um ano, diz FIESC. **Jornal Regional Online**, 27 jun 2012. Disponível em:

[http://www.jornalregionalsmo.com.br/index.php?pg=noticia.php&id\\_noticia=24314](http://www.jornalregionalsmo.com.br/index.php?pg=noticia.php&id_noticia=24314).

Acesso em: 20 jun. 2015.

Indústrias exigem mais gás. **Notícias do Dia**. Florianópolis, p 10, 24 jan. 2012.

KAFRUNI, SIMONE. Gás Natural: SCGÁS quer reajuste duplo. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 14, 23 jan. 2012.

KAFRUNI, SIMONE. Indústria Catarinense: Sem gás para novos projetos. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 08, 25 jan. 2012.

KAFRUNI, SIMONE. Polêmica do Gás natural: Tarifas estão congeladas. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 12, 31 jan. 2012.

LEITE, Rogério Cezar de Cerqueira; LEAL, Manoel Régis L.V. **O Biocombustível do Brasil**. Novos Estudos – CEBRAP no 78. São Paulo, Jul 2007. Acesso [http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0101-33002007000200003&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0101-33002007000200003&script=sci_arttext).

Lippel. Disponível em: <http://www.lippel.com.br/br>. Acesso em: 01 mar. 2014.

Manutenção e Suprimentos. Disponível em: [www.manutencaoesuprimentos.com.br](http://www.manutencaoesuprimentos.com.br). Acesso 02 abr 2015.

MARTIN, J. M. **A Economia Mundial da Energia**. UNESP, São Paulo, 1992.  
Maxpress Net. Disponível em: [http://www.maxpressnet.com.br/e/petrobras\\_26-11-09.html](http://www.maxpressnet.com.br/e/petrobras_26-11-09.html).  
Acesso em 30 abr. 2015

MME, Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 30 jul. 2014.

MONTEIRO, Jorge Venâncio de Freitas; SILVA, José Roberto Nunes da. **Gás Natural**: Aplicado à Indústria e ao Grande Comércio. São Paulo/SP: Blucher, 2010. 181 p

MUSSI, OLIVEIRA. Regras do gás em investigação: Tarifação. Contrato desatualizado há 17 anos criou passivo milionário ao Estado. **Notícias do Dia**. Florianópolis, 01 fev. 2012.

Natural Gás. Disponível em: [www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org). Acesso em 03 mar 2015.

NETO, Vicente Correa. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**/ Mauricio Tiommo Tolmasquim, coordenador. Rio de Janeiro: Relume Dinará: COPPE: CENERGIA, 2004.

Nova Cana. Disponível em: <http://www.novacana.com/etanol/anidro-hidratado-diferencas>,  
Acesso em: 04 abr 2015.

Novela SCGÁS: Liminar retira Estado do Controle da Companhia. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 17, 29 abr. 2013.

Odebrecht Energia. Disponível em: <http://www.odebrechtenergia.com.br/pt-br/nossos-investimentos/ute-cacu-i>. Acesso em: 01 mar. 2014.

OGEDA, ALESSANDRA. Dossiê SCGÁS: Distribuição de gás natural contestada. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 27, 10 fev. 2013.

OGEDA, ALESSANDRA. SCGÁS quer aumentar tarifa em 5%. **Diário Catarinense**. Florianópolis, p 13, 11 abr 2012.

PACHECO, Carlos Augusto Góes. CAVALCANTI, Marcelo Castello Branco. RIBAS, Rodrigo Pacheco. XI Congresso Brasileiro de Energia. **Análise Histórico-Econômica do Processo de Licitações dos Blocos de Petróleo e Gás Natural do Brasil**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

Pantanal Energia. Disponível em: [www.pantanalenergia.com.br](http://www.pantanalenergia.com.br). Acesso 30 mar 2015.

PAULA, Cláudio Paiva de. KANN, Zevi. XI Congresso Brasileiro de Energia. Mercado de Gás Natural em São Paulo: Condicionantes para sua Expansão. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.  
PDE 2023. Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponível em:  
<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>. Acesso em 20 jun. de 2014.

Pensamento Verde. Disponível em: <http://www.pensamentoverde.com.br/economia-verde/ceara-possui-primeira-usina-de-ondas-da-america-latina>. Acesso em 28 jun. 2015.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização indústria. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. - 3º reimpressão. Planet Seed. Disponível em: [www.planetseed.com](http://www.planetseed.com) Acesso 03 mar 2015.

Plano Decenal de Energia. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023\\_ConsultaPublica.pdf](http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf). Acesso em 10 jan. 2015.

Portal Energia. Energias Renováveis. Disponível em: <http://www.portal-energia.com>. Acesso em: 11 abr 2015.

POULALLION, Paul; FRANCO, Abano. Manual do Gás Natural. Rio de Janeiro: CNI, Coase, 1986

Radames Manosso. Disponível em: <http://radames.manosso.nom.br/ambiental/transporte/etanol-alcool-combustivel>. Acesso em: 01 mar. 2014.

Rede Construção. Disponível em: [www.redeconstrucao.com](http://www.redeconstrucao.com). Acesso 02 abr 2015.

Relatórios da Administração de 2005 a 2014. Disponíveis em: <http://www.scgas.com.br>.

SALGADO, Vivian Gullo. **Indicadores de Ecoeficiência**: Transporte de Gás Natural. Rio de Janeiro: Interciência, 2007. 117 p.

SANTOS, E.M. **Gás Natural**: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. 1. ed. São Paulo: Annablume, 2002.

SANTOS, Edmilson Montinho dos et alii. **Gás Natural**: a construção de uma nova civilização. Estudos Avançados 21(59). 2007.

SCGÁS. Companhia de Gás de Santa Catarina. Disponível em: <http://www.scgas.com.br>. Acesso em 15 jun. 2015.

SCHLITTLER, José Maria Martins. **Como fazer monografias**. Campinas, SP: Servanda, 2008. 320 p.

SILVA, Patrícia Mannarino. CARPIO, Lucio Guido Tapia. XI Congresso Brasileiro de Energia. **Alguns Aspectos das Operações Centralizada e Descentralizada em uma Rede de Transporte Dutoviário de Gás Natural**. Rio de Janeiro: Chivas, 2006.

Slide Player. Disponível em: [www.slideplayer.es](http://www.slideplayer.es). Acesso 30 mar 2015.

SOARES. T.S; CARNEIRO, A.C.O; GONÇALVES, E.O, LELLES, J.G. Revista Científica Eletrônica de Engenharia Florestal. **O uso da Biomassa Florestal na Geração de Energia**, Ano IV, Número, 08, Agosto de 2006. Periodicidade: semestral. Disponível em: [http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/Repositorio/florestal1\\_000gapwcaw02wx5ok04xjloyx\\_d3fpu2.pdf](http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/Repositorio/florestal1_000gapwcaw02wx5ok04xjloyx_d3fpu2.pdf). Acesso em 11 jan. 2015.

SUAREZ, Paulo A. Z; SANTOS, André L. F; RODRIGUES, Juliana P ; ALVES, Melquizedeque B. Instituto de Química, Universidade de Brasília, CP 4478, 70910-970

Brasília – DF, Brasil acesso [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0100-40422009000300020](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422009000300020).

TERADA, Oscar Akihiko. **Capacitação para a tomada de decisões na área de Energia**. Anais do Seminário Introdução de Tecnologias Energéticas Alternativas no Brasil até o ano 2000: Conservação de Energia na Indústria. Vol 2. Rio de Janeiro, Finep, 1985.

THEIS, Ivo Marcos. **Limites energéticos do desenvolvimento**. Blumenau: Ed. Da FURB, 1996.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Relume Dinará: COPPE: CENERGIA, 2004 .

Única usina de biodiesel de SC opera em Joaçaba, meio oeste. Diário Catarinense.

Florianópolis, 06 mai. 2014. Disponível em:

<http://diariocatarinense.clicrbs.com.br/sc/noticia/2014/05/unica-usina-de-biodiesel-de-sc-opera-em-joacaba-no-meio-oeste-4493221.html>. Acesso em 01 mar. 2015.

WEO. World Energy Outlook. Disponível em:

[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013\\_Executive\\_Summary\\_Portuguese.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_Portuguese.pdf) . Acesso em 20 ago. 2014.

WILSON, Carroll L. **Energia: Projeções Globais**, 1985-2000. Tradução de Ronaldo Sergio de Biasi, Rio de Janeiro, Atlântida, 1978.











